

DIOGO BIASUZ DAHLKE

**AJUSTE DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS VIA FLUXO DE
POTÊNCIA ÓTIMO PARAMETRIZADO**

CURITIBA

2010

DIOGO BIASUZ DAHLKE

**AJUSTE DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS VIA FLUXO DE
POTÊNCIA ÓTIMO PARAMETRIZADO**

**Dissertação apresentada como
requisito parcial à obtenção do grau
de Mestre em Engenharia Elétrica,
Programa de Pós-Graduação em
Engenharia Elétrica – PPGE,
Departamento de Engenharia
Elétrica, Setor de Tecnologia,
Universidade Federal do Paraná.**

**Orientadora: Prof.^a Dr.^a Thelma
Solange Piazza Fernandes**

**Co-orientador: Prof. Dr. Alexandre
Rasi Aoki**

CURITIBA

2010

**AJUSTE DE CAPACITORES AUTOMÁTICOS VIA FLUXO DE
POTÊNCIA ÓTIMO PARAMETRIZADO**

DIOGO BIASUZ DAHLKE

**Dissertação aprovada como requisito parcial para obtenção do grau de
Mestre no Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica da
Universidade Federal do Paraná.**

**Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.^a
Orientadora**

**Prof. Wilson Arnaldo Artuzi Junior, Ph.D
Coordenador do Programa de Pós-Graduação em Engenharia Elétrica**

Banca Examinadora

**Prof.^a Thelma Solange Piazza Fernandes, Dr.^a (UFPR)
Presidente**

**Prof.^o Alexandre Rasi Aoki, Dr. (UFPR-LACTEC)
Co-Orientador**

Prof.^a Andrea Lucia Costa, Dr.^a (UTFPR)

Prof.^a Elizete Maria Lourenço, Dr.^a (UFPR)

Prof.^o Jean Viane Leite, Dr. (UFSC)

Curitiba, 16 de agosto de 2010.

AGRADECIMENTOS

Aos meus pais e à minha família que, com muito carinho e apoio, estiveram sempre ao meu lado para que eu chegasse até esta etapa de minha vida.

À Professora Doutora Thelma Solange Piazza Fernandes meus sinceros agradecimentos e respeito por toda dedicação, sabedoria, orientação e compreensão que foram essenciais no desenvolvimento deste trabalho.

Ao co-orientador Professor Doutor Alexandre Rasi Aoki agradeço por todo incentivo acadêmico e profissional e também pelos preciosos ensinamentos adquiridos nestes anos de convivência.

À Professora Doutora Elizete Maria Lourenço pelas valiosas contribuições neste trabalho e também pela sua excelente competência e profissionalismo.

Aos integrantes da banca por toda dedicação na revisão.

Ao LACTEC por viabilizar e cooperar para a concretização deste projeto;

SUMÁRIO

LISTA DE TABELAS.....	VIII
LISTA DE FIGURAS	IX
LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS.....	X
RESUMO.....	XI
ABSTRACT	XII
CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO	1
1.1 CONTEXTO.....	1
1.2 JUSTIFICATIVA	4
1.3 MOTIVAÇÃO.....	5
1.4 OBJETIVOS	6
1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO.....	6
CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE	7
2.1 CONTROLE DE CAPACITORES	7
2.2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PARAMETRIZADO.....	8
2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	12
CAPÍTULO 3 – PARAMETRIZAÇÃO DE UM PROBLEMA	13
3.1 INTRODUÇÃO.....	13
3.2 PARAMETRIZAÇÃO	13
3.2.1 Função Homotopia (Garcia e Zangwill,1981).....	14
3.2.2 Existência do Caminho (Garcia e Zangwill,1981)	15
3.2.3 Teorema da Função Implícita e do Caminho, (Garcia e Zangwill,1981)	16
3.2.3.1 Teorema da Função Implícita.....	16
3.2.3.2 Teorema do Caminho.....	17
3.2.4 Método Preditor-Corretor, (Garcia e Zangwill,1981).....	17

3.3 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PARAMETRIZADO	21
3.3.1 Formulação	22
3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	27
CAPÍTULO 4 – BANCOS DE CAPACITORES.....	28
4.1 INTRODUÇÃO	28
4.2 RESOLUÇÃO N° 456 DA ANEEL	29
4.3 RESOLUÇÃO N° 505 DA ANEEL	30
4.3.1 Níveis de Tensão	30
4.3.2 Indicadores que Quantificam a Violação dos Limites de Tensão.....	31
4.4 CARACTERÍSTICAS DOS BCS EMPREGADOS EM DISTRIBUIÇÃO	32
4.4.1 Tipos	32
4.4.2 Conexão	32
4.4.3 Operação	32
4.4.4 Controle (YAMAKAWA, 2007)	33
4.4.4.1 Sensor de Tempo	34
4.4.4.2 Sensor de Tensão	34
4.4.4.3 Sensor de Corrente	35
4.4.4.4 Elevação de Tensão Causada pela Instalação dos BCs	36
4.4.4.5 Ajuste da Tensão	37
4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO	38
CAPÍTULO 5 – METODOLOGIA.....	39
5.1 – INTRODUÇÃO	39
5.2 FORMULAÇÃO DO FPOP PARAMÉTRICO	40
5.2.1 Função Objetivo do FPO Parametrizado	40
5.2.1.1 Minimização de Perdas.....	41
5.2.1.2 Minimização de Desvio de Tensão Plano.....	41

5.2.1.3 Chaveamentos dos BCs Automáticos.....	42
5.2.2 Restrições do Sistema.....	42
5.2.2.1 Restrições de Igualdade.....	42
5.2.2.2 Restrições de Desigualdade.....	43
5.2.3 Função Homotopia	43
5.3 ANÁLISE DE CURTÍSSIMO PRAZO – ON LINE.....	44
5.3.1 Descrição	44
5.3.2 Algoritmo de Solução do FPOP ON LINE	45
5.4 – ANÁLISE DE PLANEJAMENTO – OFF LINE	46
5.4.1 Algoritmo de Solução do FPOP OFF LINE.....	47
5.5 AVALIAÇÃO DAS METODOLOGIA ON-LINE E OFF-LINE.....	48
5.5.1.1 Perdas de Potência Ativa.....	48
5.5.1.2 Chaveamentos dos BCs Automáticos.....	49
5.5.1.3 Violações dos Limites de Tensão	50
5.5.1.4 Violações das Quedas de Tensão.....	51
5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	52
CAPÍTULO 6 – RESULTADOS	53
6.1 INTRODUÇÃO.....	53
6.2 SISTEMA DE 70 BARRAS	53
6.2.1 Curvas de Carga	54
6.3 SOLUÇÕES OBTIDAS	57
6.3.1 Análise de Sensibilidade aos Índices de Ponderação da Função Objetivo	57
6.3.2 Análise Comparativa do Controle dos BCs.....	61
6.3.2.1 Curvas de Controle dos BCs.....	61
6.3.2.2 Perfil de Tensão e Quedas de Tensão.....	66
6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO.....	68

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES	69
7.1 CONCLUSÕES	69
7.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS	70
REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	71
ANEXO A - MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES.....	75
ANEXO B - CURVAS DE CARGA (YAMAKAWA, 2007).....	85
ANEXO C – SISTEMA DE 70 BARRAS (BARAN E WU, 1989).....	105

LISTA DE TABELAS

Tabela 4.1 – Tensões Nominiais Padronizadas entre 1 e 69 KV.....	30
Tabela 5.1 – Regras para Obtenção da entrada/saída do Capacitor On Line	46
Tabela 6.1 – Codificação das Condições de Simulação.....	57
Tabela 6.2 – Análise de Sensibilidade – Curva de Carga 1	58
Tabela 6.3 – Análise de Sensibilidade – Curva de Carga 2	59
Tabela 6.4 – Análise de Sensibilidade – Curva de Carga 3	60
Tabela B. 1 – Dados das Linhas para o Sistema de 70 Barras	85
Tabela B. 2 – Dados das Linhas para o Sistema de 70 Barras	90
Tabela 7.3 – Dados das Linhas para o Sistema de 70 Barras.....	106

LISTA DE FIGURAS

Figura 3.1 – Relaxação do Problema Através do Caminho $x(\varepsilon)$	15
Figura 3.2 – Possibilidade de Caminhos de $x(\varepsilon)$	15
Figura 3.3 – Todos os Pontos Vizinhos a x_1, ε_1 que Satisfazem a Função Homotopia	16
Figura 3.4 – Passos Preditor e Corretor.....	18
Figura 3.5 – Caminho da Função Homotopia.	21
Figura 4.1 – Efeito da Inserção do BC no Perfil da Tensão	28
Figura 4.2 – Dispositivo de Tempo	34
Figura 4.3 – Curva de Operação do Sensor Tempo-Tensão.....	35
Figura 5.1 – Passos da metodologia on line	45
Figura 5.2 – Passos da metodologia off line	47
Figura 6.1 – Sistema de 70 Barras.....	53
Figura 6.2 – Curvas de Carga 1, 2 e 3 Respectivamente	56
Figura 6.3 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 1	62
Figura 6.4 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 2	63
Figura 6.5 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 3	64
Figura 6.6 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 3	67
Figura 6.7 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 3	67
Figura B.1 – Curva de Carga DUs – Residencial Baixa Renda	88
Figura B.2 – Curva de Carga Sábados – Residencial Baixa Renda	88
Figura B.3 – Curva de Carga Domingos e Feriados – Residencial Baixa Renda.....	89
Figura B.4 – Curva de Dias Úteis – Residencial Média Renda.....	93

LISTA DE ABREVIATURAS E SIGLAS

ABNT	–	Associação Brasileira de Normas Técnicas
ANSI	–	American National Standards Institute
ANEEL	–	Agência Nacional de Energia Elétrica
BCs	–	Bancos de Capacitores
COPEL	–	Companhia Paranaense de Energia Elétrica
DRC	–	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica
DRP	–	Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária
DRCM	–	Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Crítica
DRPM	–	Duração Relativa da Transgressão Máxima de Tensão Precária
FO	–	Função Objetivo
FPO	–	Fluxo de Potência Ótimo
FPOP	–	Fluxo de Potência Ótimo Paramétrico
IEEE	–	Institute of Electrical and Electronics Engineers
KKT	–	Karush-Kuhn-Tucker
LTC	–	Transformadores com Mudança de Tap Sob Carga
PNL	–	Programação não Linear
TA	–	Tensão de Atendimento
TC	–	Transformador de Corrente
TCO	–	Tensão Contratada
TL	–	Tensão de Leitura
TN	–	Tensão Nominal
TP	–	Transformador de Potencial
SE	–	Subestação

RESUMO

A aplicação de bancos de capacitores nos sistemas de distribuição é realizada de maneira a compensar a energia reativa da rede, contribuindo com a redução das perdas elétricas, com a melhoria do perfil da tensão, e propiciando, menores custos operacionais do sistema. Além dessas melhorias, buscam-se também a redução dos custos operacionais, a redução dos investimentos para instalação de novos equipamentos, redução dos custos de manutenção e a extensão de sua vida útil. Dessa maneira, o problema do planejamento e operação de bancos de capacitores engloba a determinação da alocação ideal do equipamento na rede de distribuição, definindo seu tipo e tamanho até o problema de definição do tipo de controle e o ajuste do equipamento. Considerando que as cargas estão sujeitas a variações não simultâneas ao longo do dia, a operação do equipamento, com ajustes fixados do dispositivo de controle, pode não ser suficiente para prover a compensação reativa necessária. Portanto, o objetivo principal desse trabalho é o desenvolvimento de uma metodologia de controle e ajuste do chaveamento de bancos de capacitores automáticos aplicados a alimentadores de distribuição de energia elétrica baseado na utilização do Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado para minimização do número de chaveamentos dos bancos de capacitores, redução das perdas elétricas e manutenção do perfil de tensão nos alimentadores da rede de distribuição. Foi estudado um sistema de 70 barras, curvas de carga discretizadas em patamares de 10 min nas quais foram aplicadas duas metodologias: de curtíssimo prazo (decisão ON LINE) e de curto prazo (planejamento da operação) obtendo desempenho satisfatório em ambas as aplicações.

Palavras-chave: Bancos de Capacitores Automáticos, Fluxo de Potência Ótimo Paramétrico, Controle, Preditor-Corretor.

ABSTRACT

The application of banks of capacitors at the distribution systems is made to compensate the reactive energy of the network, contributing with the reduction of the electric losses, with the improvement of the voltage profile and propitiating minors operational costs of the system. Beyond these improvements, it is also searches the reduction of the operational costs, the reduction of the investments for the new equipment installation, reduction of the maintenance costs and the extension of its useful life. In this way, the problem of planning and operation of banks of capacitors includes since the determination the ideal allocation of the equipment at the distribution network, definition of its type and size until the definition of the control and the adjustment of the equipment. Considering that the loads suffer not simultaneous variations along the operation time, the operation of the equipment with fixed adjustments of the control device, may not be enough to provide the necessary reactive compensation. Therefore, the main objective of this work is the development a methodology to adjustment the keying of banks of automatic capacitors, using a Parametric Optimal Power Flow that minimizes the number of keyings of the banks of capacitors, reduction of the electric losses and maintenance of the voltage profile along the feeders of the distribution network. It was studied a system of 70 buses, the load curves discriminated in intervals of 10 minutes in which are applied 2 methodologies: ON LINE and of short term (planning of the operation) getting satisfactory performance in both applications.

Keywords: Banks of Automatic Capacitors, Parametric Optimal Load Flow, Control, Predictor-Corrector.

CAPÍTULO 1 - INTRODUÇÃO

1.1 CONTEXTO

Com o início da reestruturação do setor elétrico brasileiro a energia elétrica passou a requisitar padrões de qualidade e confiabilidade de fornecimento que são regulados por normas e fiscalizados pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. Dentre as principais características do serviço de entrega do produto energia elétrica está o controle do fator de potência e do nível da tensão dentro dos limites estabelecidos e melhoria da qualidade dos serviços prestados aos seus clientes.

Para garantia dessas exigências nos diversos pontos no sistema de distribuição é essencial a utilização de metodologias e estratégias que possibilitem o controle da tensão, da potência reativa e do fator de potência, uma vez que a falta desse controle pode resultar no aumento das perdas elétricas e no comprometimento do perfil da tensão dos alimentadores dentro da faixa pré-determinada pela Resolução ANEEL 505/2001.

Para que essa estratégia de regulação seja realizada de maneira eficaz, ela é comumente dividida em dois subproblemas: planejamento e operação.

No planejamento busca-se determinar o melhor local de instalação, o dimensionamento e o ajuste de equipamentos considerando diversos critérios de desempenho. As ações típicas executadas pelas concessionárias no campo do planejamento para manutenção da tensão dentro dos limites admissíveis são (Gonen ,2008):

- a. uso de geradores distribuídos para regulação da tensão;
- b. instalação de transformadores com mudança de tap sob carga;
- c. banco de capacitores no barramento da subestação;
- d. equilíbrio de carga nos alimentadores de média tensão;
- e. incremento na bitola dos condutores do alimentador;
- f. incremento do número de fases e divisão da carga, quando se tratar de

alimentadores monofásicos ou bifásicos;

- g. transferência de carga para novos alimentadores;
- h. instalação de novas subestações e alimentadores;
- i. incremento no nível de tensão primária dos alimentadores;
- j. instalação de reguladores de tensão nos alimentadores;
- k. instalação de banco de capacitores paralelos nos alimentadores;
- l. instalação de capacitores série nos alimentadores.

A operação, por sua vez, trata da coordenação da atuação destes dispositivos após a sua instalação, portanto, parte-se do pressuposto que todas as ações do planejamento já tenham sido executadas, dispondo dos equipamentos de regulação e geração de reativos para melhorar o perfil da tensão da rede, representados por:

- a. Transformadores com mudança de tap sob carga – LTC;
- b. Reguladores de tensão;
- c. Geradores distribuídos;
- d. Banco de capacitores paralelos.

Este trabalho está focado no subproblema da operação, mais especificamente, na otimização do ajuste dos BCs automáticos. Para tanto, procurou-se implementar um controle de banco de capacitores automáticos utilizando otimização paramétrica a fim de operá-los de forma sistêmica.

Os primeiros trabalhos envolvendo a melhoria do desempenho de sistemas de distribuição através de BCs estão focados no problema de alocação ótima destes equipamentos nos alimentadores de distribuição.

As primeiras abordagens para a alocação de BCs foram analíticas e tiveram como pioneiros Neagle e Samson (1956), Cook (1959), Cook (1961), Schmill (1965), Chang (1969) e Bae (1978). Estas metodologias incluíam no problema de otimização a economia de energia, redução de perdas e custo de instalação dos bancos, porém, tinham como característica um custo operacional elevado e simplicidade na solução, uma vez que estes

sistemas costumavam considerar um único tipo de condutor e carga uniformemente distribuída.

Uma aprimoração das metodologias iniciais foi apresentada na denominada “regra dos dois terços”, na qual, o BC devia ser instalado a uma distância igual a dois terços do início do alimentador para reduzir as perdas e, conseqüentemente, melhorar o perfil de tensão IEEE (1992).

Visando suprir a limitação dos métodos analíticos surgiram três novas abordagens para o problema propostas em Baran e Wu (1989) baseadas em (a) programação dinâmica, (b) combinação entre métodos analíticos convencionais e métodos heurísticos; e (c) formulação de um problema de programação não linear, no qual a capacidade e a localização dos BCs foram representadas por variáveis contínuas, como apresentado por Grainger e Lee (1981b).

A partir da década de 90, percebeu-se a utilização de diversas técnicas de Inteligência Artificial para o problema de alocação de BCs. Hsiao, Chen & Chien (2004) empregaram um método combinando sistemas nebulosos e algoritmos genéticos; Yu, Xiong & Wu (2004) fizeram uso da técnica de otimização por enxame de partículas; Alcântara & Silva (2005) utilizaram a técnica de algoritmos genéticos considerando diferentes modelos de cargas; Sandrini (2005) empregou algoritmos genéticos e enxame de partículas; Chiou, Chang & Su (2006) fez uso da evolução diferencial com programação inteira para sistemas de distribuição de larga escala, Beê (2007) empregou a técnica de algoritmos genéticos considerando quedas de tensão, violações de limites de tensão e a formulação para as correntes de inrush; Szuvovivski (2008) também fazendo uso da técnica de algoritmos genéticos alocou bancos de capacitores e reguladores de tensão simultaneamente em alimentadores de distribuição e, Godoi (2009), também usando algoritmos genéticos para a alocação de BCs fixos e automáticos, verificou a possibilidade de alocação do equipamento tanto na rede primária quanto na rede secundária de distribuição.

Apenas no final da década de 80 teve origem a preocupação com metodologias para o melhoramento do controle de BCs automáticos através da utilização de diversas técnicas as quais serão detalhadas no Capítulo 2 deste trabalho.

1.2 JUSTIFICATIVA

A solicitação de potência reativa é variável ao longo do dia, e a entrada de capacitores em operação causa elevação na tensão que pode ser demasiada. Além disto, como é inviável a colocação e retirada dos equipamentos por operação manual, os BCs são acoplados a controles automáticos, que acompanham as operações de ligar e desligar os bancos.

Devido à complexidade da rede e dos alimentadores, a obtenção ótima desse automatismo é uma tarefa complexa e normalmente subutiliza a compensação dos reativos. Dessa forma, torna-se importante desenvolver ferramentas para melhorar o desempenho da operação dos bancos de capacitores automáticos instalados nos alimentadores de distribuição.

Assim, o trabalho em questão pretende abordar o problema do controle de ajustes dos bancos de capacitores através do Fluxo de Potência Ótimo (FPO) Parametrizado, ou seja, a partir da parametrização da carga ao longo de um dia, pretende-se formular um FPO continuado que utiliza técnicas de predição e correção para ajuste dos valores dos bancos de capacitores e assim estabelecer seus adequados chaveamentos ao longo do dia.

Um fator que cabe salientar é que o diferencial nesse trabalho é a abordagem do problema através de uma técnica clássica (Fluxo de Potência Ótimo – FPO Parametrizado), pois normalmente os trabalhos utilizam com grande frequência técnicas inteligentes para abordagem do problema do controle de ajustes dos bancos de capacitores. Assim, espera-se que essa nova abordagem possa obter os desempenhos desejados para o problema de otimização do chaveamento de BCs e que também se possa extrair algum benefício quando

comparados com técnicas inteligentes tais como as utilizadas em trabalhos recentes como mencionado em Yamakawa (2007).

1.3 MOTIVAÇÃO

O novo modelo do setor elétrico brasileiro, que requer a modernização das áreas de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, exige das pequenas empresas distribuidoras, quesitos de qualidade de serviço aliados a baixos custos. Assim, a busca pela redução das perdas e melhoria do perfil de tensão, ganhou destaque neste novo cenário econômico.

Uma das maneiras de se melhorar o perfil de tensão e se diminuir as perdas elétricas de um alimentador é ajustar convenientemente a operação de liga e desliga de banco de capacitores automáticos, acoplando-os a dispositivos que realizam esses controles automaticamente.

Os dispositivos normalmente utilizados para este controle, tal como, o sensor de tempo e tensão, que opera em função do nível de tensão e das horas do dia, realizam as operações de liga e desliga analisando os níveis de tensão de uma maneira apenas local, induzindo a uma operação subutilizada do sistema como um todo.

Uma motivação desse trabalho é o de obter esses ajustes de uma forma global e sistêmica que tenda a melhorar a eficiência da entrada e saída de banco de capacitores automáticos e assim melhorar o comportamento do alimentador como um todo.

Além da perspectiva de se melhorar o desempenho dos BCs, melhorando o desempenho do equipamento quanto a correção de reativos e à minimização de perdas, busca-se também dar continuidade aos estudos na área de controle e ajuste do controle de BCs chaveáveis desenvolvidos em Yamakawa (2007) e, aprofundar os estudos relativos à regulação da tensão em redes de distribuição através do controle de BCs automáticos.

1.4 OBJETIVOS

O objetivo geral do trabalho é implementar um algoritmo computacional para o ajuste do controle de BCs em sistemas de distribuição usando Fluxo de Potência Ótimo (FPO) Parametrizado. Para se alcançar este objetivo, foram traçadas as seguintes etapas:

- a. levantar estado da arte do problema proposto;
- b. realizar um estudo sobre otimização paramétrica;
- c. realizar um estudo sobre operação de banco de capacitores automáticos;
- d. desenvolver um programa computacional capaz de operar diversos bancos de capacitores automáticos por nível de tensão em um alimentador de distribuição simultaneamente e de forma cooperativa, utilizando otimização paramétrica;
- e. realizar estudos com alimentadores de médio porte com suas respectivas curvas de carga.

1.5 ORGANIZAÇÃO DA DISSERTAÇÃO

Esta dissertação está estruturada em sete capítulos, sendo que o Capítulo 1 é introdutório. O Capítulo 2 apresenta o “estado da arte” para o controle de capacitores e para a parametrização do FPO. O Capítulo 3 detalha os fundamentos para parametrização de um problema.

O Capítulo 4, descreve-se as principais características dos BCs em redes de distribuição, da regulação de tensão em redes de distribuição e regulamentações das tensões de atendimento. O Capítulo 5 relata a metodologia adotada para a solução do problema com o detalhamento da formulação matemática do FPO paramétrico. O Capítulo 6 mostra os resultados obtidos para o sistema de 70 barras de Baran e Wu (1989) e, finalmente, o Capítulo 7 apresenta as conclusões referentes ao trabalho desenvolvido.

CAPÍTULO 2 – ESTADO DA ARTE

2.1 CONTROLE DE CAPACITORES

O problema de controle de capacitores automáticos, procurando definir as melhores estratégias de chaveamentos de capacitores para situações de variações de carga, é bem mais recente do que o problema de localização e dimensionamento e a bibliografia sobre o tema ainda é relativamente pequena.

Ao final da década de 80, Rizy et al. (1989) apresentou um estudo para automação e controle de bancos de capacitores e reguladores de tensão através do uso de sistemas de aquisição de dados de alta velocidade. Santos e Tan (1990) apresentaram um sistema de controle de bancos de capacitores baseado em redes neurais que empregavam como sinais de entrada os fluxos de potência ativa e reativa, tensões e os ajustes dos capacitores nas barras.

O uso de redes neurais para o desenvolvimento de sistemas de controle de bancos de capacitores e reguladores de tensão foi novamente explorado em Gu e Rizy (1996). Hsu e Lu (1998) realizaram uma abordagem híbrida com redes neurais e programação dinâmica nebulosa para o controle de potência reativa e tensão em sistemas de distribuição. O sistema de controle foi desenvolvido para atuar no *tap* do transformador da subestação de distribuição e nos bancos de capacitores instalados no barramento de saída da subestação.

Em González (2003), novamente foi feito o uso da programação dinâmica em conjunto com sistemas classificadores para o desenvolvimento de metodologias para solução dos problemas de controle ótimo dos bancos de capacitores automáticos e também do problema de alocação e dimensionamento ótimos dos mesmos.

Recentemente, a técnica de algoritmos genéticos foi utilizada em Park et al. (2009) para a minimização do número operações dos BCs automáticos, definindo o plano de operação ideal dos BCs e, possibilitando assim, a extensão da vida útil do equipamento.

Técnicas de controle nebuloso foram utilizadas em Yamakawa (2007) com o

objetivo de controlar os BCs automáticos para a redução das perdas e melhoria do perfil de tensão e do fator de potência nos alimentadores do sistema de distribuição. Elmitwally (2008) utilizou a técnica de conjuntos nebulosos para o tratamento das imperfeições linguísticas associadas ao funcionamento operacional de transformadores de taps variáveis, condensadores síncronos e bancos de capacitores chaveáveis permitindo a otimização da operação destes equipamentos.

No trabalho de Zhang (2008) foi apresentada uma proposta de um Algoritmo Genético Adaptativo Melhorado para solução do problema de chaveamento ótimo dos BCs automáticos e reconfiguração da rede visando a redução das perdas de energia e o controle do perfil da tensão. E no trabalho de Jiang (2008) foi realizado o ajuste da mudança de taps de transformadores e do chaveamento de BCs através do algoritmo adaptativo Colônia de Formigas.

Percebe-se, por essa revisão, que a abordagem do problema do controle de ajustes dos bancos de capacitores tem sido realizada por técnicas de Inteligência Artificial.

A fim de explorar também a eficiência de técnicas tradicionais para solução desse problema, o presente trabalho utiliza uma técnica clássica chamada Fluxo de Potência Ótimo Parametrizado, sendo a sua evolução histórica apresentada na próxima seção.

2.2 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO PARAMETRIZADO

O FPO consiste na resolução de um conjunto de equações algébricas, não lineares e complexas resultantes da aplicação das leis de Kirchhoff a um sistema elétrico com potências demandadas conhecidas.

Diferente da abordagem clássica do Fluxo de Potência, que necessita de especificações fixas das variáveis de magnitudes de tensão e potência ativa gerada nas barras de geração (barras PV), o FPO trata estas variáveis como passíveis de ajustes. Para tanto, é apresentado como um problema de otimização, onde se procura maximizar ou

minimizar um índice de desempenho, atendendo simultaneamente a um conjunto de restrições de igualdade e desigualdade.

Uma referência clássica para este tipo de problema é o trabalho de Carpentier (1962), onde foi apresentado um problema de minimização do custo de produção de energia, considerando as equações de balanço de potência ativa e reativa como restrições de igualdade e as limitações físicas dos equipamentos como restrições de desigualdade. Esta formulação serviu como ponto de partida para os estudos posteriores, estabelecendo o FPO como um problema que envolve basicamente três elementos: as variáveis, as restrições e a função objetivo.

Da data de publicação do trabalho de Carpentier (1962) até os dias atuais constam na bibliografia uma série de variações de metodologias para resolução do FPO que diferem entre si basicamente pelo tipo da direção de busca do ponto ótimo. Estas técnicas serão vistas separadamente nas subseções a seguir.

a. Programação Linear:

Técnica de resolução de problemas de otimização, na qual a função objetivo e as restrições do problema são linearizadas em um ponto de operação do sistema. É caracterizada pela sua rapidez e confiabilidade e em sua extensa bibliografia destacam-se Dantzig (1963), Luenberger (1965), Mamandur e Chenowete (1981), Fletcher (1987) e Ristanovic (1996).

b. Programação Não linear:

Inclui diversas metodologias desenvolvidas na solução do problema de FPO que utilizam funções não lineares. Com maior fidelidade para representação do sistema elétrico de potência este tipo de abordagem é normalmente mais oneroso computacionalmente. Alguns dos métodos de Programação Não linear (PNL) serão listados a seguir:

b.1. Métodos Baseados no Gradiente:

Estes foram os primeiros métodos de solução propostos para o FPO por Dommel e Tinney (1968). Eles foram aplicados tanto para o modelo desacoplado, quanto para o

modelo completo. A principal vantagem é a simplicidade do modelo, que pode ser visto como uma extensão do fluxo de potência convencional.

b.2. Método de Newton

Também conhecido como método do gradiente modificado, se baseia na aproximação da Função Lagrangeana por uma função quadrática, tratando as restrições de desigualdade através de funções de penalidade. Esta metodologia foi muito utilizada na década de oitenta e foi utilizada nos trabalhos de Sun et al. (1984), Burchett et al. (1984) e Maria e Findlay (1987), porém, ficou associada à dificuldade de manipulação das restrições de desigualdade e o tratamento de não convexidades.

b.3. Programação Quadrática Sequencial

Metodologia intermediária entre as PL e as de estrita PNL. Possui solução do problema de FPO semelhante ao de Programação Linear Sequencial, fazendo uso de linearizações sucessivas nas restrições e representando a função objetivo por uma função quadrática. Alguns trabalhos realizados na área são de Fletcher (1987), Burchett et al. (1984), Momoh (1999).

b.4. Método de Pontos Interiores

Este método apresentado por Karmarar (1984) tem permanecido em evidência desde a década de 90 e mostrou-se competitivo aos algoritmos Simplex para solução do problema de PL. A aplicação do método de Pontos Interiores formulado como um problema de PNL foi apresentado em Granville (1994), utilizando o algoritmo de barreira primal-dual ao problema de despacho ótimo de potência reativa. Propõe a modificação das condições de otimalidade de Karush-Kuhn-Tucker (KKT) durante o processo iterativo baseado nos seguintes tópicos fundamentais:

- i. formulação da Função Lagrangeana para a manipulação das restrições de igualdade;
- ii. transformação de todas as restrições de desigualdade em restrições de igualdade, através das variáveis de folga;

- iii. relaxação no processo iterativo da equação de complementaridade estrita, por um parâmetro barreira logarítmica $\mu > 0$;
- iv. utilização do Método de Newton para a solução de um conjunto de equações não lineares.

Devido à utilização desta metodologia neste trabalho a base teórica da versão do Método de Pontos Interiores versão Primal-Dual está apresentada no Anexo A.

c. Fluxo de Potência Ótimo Paramétrico

Consiste em relaxar o **FPO original** com a introdução de parâmetros na função objetivo e nas restrições de igualdade e desigualdade do problema, originando um **FPO relaxado**. Conforme a variação do parâmetro, um conjunto de soluções do FPO é estabelecido e suas soluções formam um caminho entre as soluções ótimas do problema relaxado (cuja solução é conhecida) e o problema original (solução procurada). Esta abordagem tem sido aplicada na solução do FPO para prevenir a divergência no processo iterativo e para estudos de máximo carregamento. Mais detalhes sobre o assunto são vistos nos trabalhos de Carpentier (1973), Galiana (1983), Wu (1994), Almeida (1994), Irissari et al. (1997).

Como o trabalho em questão pretende ajustar os bancos de capacitores cuja atuação se estende ao longo de diferentes carregamentos, pretende-se a partir da parametrização desses carregamentos ao longo de uma semana, utilizar essa técnica do FPO-Parametrizado a fim de se estabelecer os adequados chaveamentos ao longo dos dias da semana.

d. Fluxo de Potência Ótimo Multi-objetivo

Faz uso de duas ou mais funções objetivos no problema de otimização de FPO, sendo apresentado com boas perspectivas na referência Wadhwa e Jain (1990).

Neste trabalho, é proposta uma formulação de FPO multi-objetivo que considera de forma simultânea a minimização de perdas elétricas, desvio quadrático do módulo das tensões pré-especificadas e dos chaveamentos dos bancos de capacitores.

2.3 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foram descritos nesse capítulo as principais metodologias encontradas para o problema de controle de BCs em redes de distribuição. A maioria da literatura especializada faz uso de técnicas heurísticas tanto para a solução do problema da alocação de BCs, quanto para o controle e ajuste do controle desses equipamentos, porém pouco se sabe a respeito da utilização de técnicas tradicionais para resolução do problema de controle desses BCs.

Dessa forma, pretende-se avaliar neste trabalho o desempenho da metodologia clássica baseada em FPO – Parametrizado, na qual esperam-se encontrar resultados mais satisfatórios quando comparadas as técnicas evolucionárias atendendo os requisitos técnicos e econômicos do sistema de distribuição.

Para tanto, foi elaborada uma metodologia de controle e ajuste do controle de BCs automáticos baseada em FPO – Parametrizado, onde a parametrização da carga ao longo de um dia será formulada em um FPO continuado e que através de técnicas de predição e correção permitirá o ajuste e chaveamentos adequados dos BCs ao longo do dia.

Antes disso, cabe descrever a metodologia de FPO – Parametrizado e as técnicas de controle e ajuste do controle de BCs automáticos, a serem apresentadas nos próximos capítulos.

CAPÍTULO 3 – PARAMETRIZAÇÃO DE UM PROBLEMA

3.1 INTRODUÇÃO

De maneira geral, a parametrização é baseada na obtenção de uma solução a partir de pontos representados como função de um parâmetro, permitindo assim, a análise do comportamento das variáveis indexadas a este parâmetro. A principal motivação do uso de programação paramétrica na solução do FPO está na facilidade de obtenção do conjunto ativo (conjunto de restrições cujos limites foram atingidos) associado à solução ótima, uma vez que, esta metodologia não contempla heurísticas e penalidades que possam alterar a solução final (Sun et al.,1984).

A abordagem paramétrica quando aplicada ao FPO, relaxa o problema original de modo que um ponto qualquer possa servir como ponto de inicialização do processo de otimização do método de Newton-Raphson, além de permitir a identificação gradual do conjunto de restrições de desigualdades ativas na solução ótima.

Nas seções 3.2 e 3.3 serão apresentadas as principais características da parametrização e a formulação paramétrica do FPO.

3.2 PARAMETRIZAÇÃO

O procedimento para se obter a solução de um sistema de equações não lineares através da metodologia de Newton-Raphson é eficaz dada a convergência quadrática desta técnica. Porém, a convergência desta metodologia está intimamente ligada ao ponto de partida adotado, devendo este ponto estar próximo da solução procurada e, também a não singularidade da matriz Jacobiana a cada iteração.

Em sistemas de grande porte o esforço para obtenção da solução inicial pode ser não trivial, porém, se a partir deste problema denominado **problema original**, cuja solução

inicial é difícil de ser encontrada, for possível construir um segundo problema com solução trivial, dito **problema relaxado**, então é possível combinar estes dois problemas e construir um terceiro chamado de **problema paramétrico**.

O procedimento de solução de equações não lineares com o auxílio da parametrização é chamado **Método da Continuação** e o parâmetro introduzido é chamado de **parâmetro de continuação**.

3.2.1 Função Homotopia (Garcia e Zangwill, 1981)

Seja o problema de resolver um sistema de equações não lineares:

$$F(x) = 0 \quad (3.1)$$

onde $x \in R^n$ e $F: R^n \rightarrow R^n, F \in \mathcal{E}$. Associado ao problema, (3.1), seja o problema relaxado (3.2), para qual a solução x^0 é conhecida e arbitrária.

$$E(x) = 0 \quad (3.2)$$

onde $E: R^n \rightarrow R^n$ e $E(x^0) = 0$. Fazendo uma combinação linear convexa dos sistemas (3.1) e (3.2) através da introdução de um parâmetro $\varepsilon, 0 \leq \varepsilon \leq 1$, é obtido o seguinte sistema paramétrico

$$H(x, \varepsilon) = \varepsilon F(x) + (1 - \varepsilon)E(x) = 0 \quad (3.3)$$

onde, $H: R^{n+1} \rightarrow R^n$ é chamado de função Homotopia.

O Método da Continuação resolve o sistema de equações não lineares partindo de um problema relaxado ($\varepsilon = 0$), $H(x, 0) = E(x) = 0$, cuja solução x^0 é conhecida, e indo até o problema original ($\varepsilon = 1$), $H(x, 1) = F(x) = 0$, cuja solução x^* é procurada. Os valores intermediários do parâmetro de continuação formam uma família de problemas paramétricos cujas soluções obtidas pelo método de Newton-Raphson, formam um

caminho $\mathbf{x}(\varepsilon)$, conforme Figura 3.1

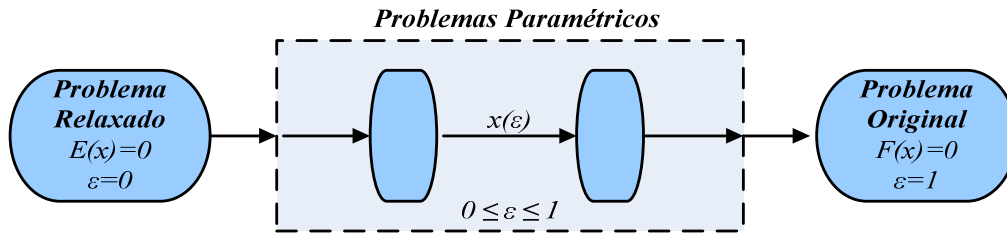


Figura 3.1 – Relaxação do Problema Através do Caminho $\mathbf{x}(\varepsilon)$

O ponto de partida usado pelo método de Newton-Raphson em cada problema intermediário (paramétrico) é obtido da solução do problema paramétrico correspondente ao parâmetro anterior. Assim basta que se conheça o ponto inicial $(\mathbf{x}^0, 0)$, correspondente ao primeiro problema paramétrico, para que se possa resolver a família de problemas paramétricos e se chegar à solução procurada de (3.1), que corresponde a $\varepsilon = 1$ em (3.3).

3.2.2 Existência do Caminho (Garcia e Zangwill,1981)

As trajetórias da função Homotopia podem ser das formas mais variadas possíveis, variando desde pontos isolados e bifurcações até espirais infinitas como mostra a Figura 3.1.

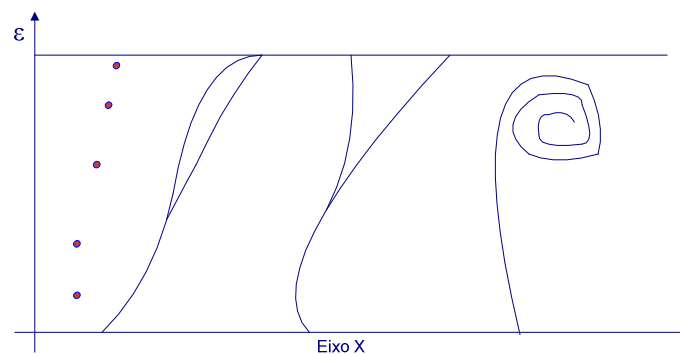


Figura 3.2 – Possibilidade de Caminhos de $\mathbf{x}(\varepsilon)$

As condições para que esses tipos de comportamentos não ocorram, bem como a própria existência do caminho, são estabelecidas pelos teoremas da Função Implícita e do Caminho.

3.2.3 Teorema da Função Implícita e do Caminho, (Garcia e Zangwill, 1981)

Os teoremas da Função Implícita e do Caminho (Garcia e Zangwill, 1981) tratam das condições para se expressar as variáveis de otimização como função do parâmetro de continuação. Inicialmente são fornecidas as notações usadas nestes teoremas. Dada uma função Homotopia $H: \mathbb{R}^{n+1} \rightarrow \mathbb{R}^n$, define-se:

$$H(x, \varepsilon) = 0 \quad (3.4)$$

A matriz Jacobiana da função Homotopia é:

$$H^{-1} = \nabla H(x, \varepsilon) = (\nabla_x H \mid \nabla_\varepsilon H) \quad (3.5)$$

3.2.3.1 Teorema da Função Implícita

Seja $H: \mathbb{R}^{n+1} \rightarrow \mathbb{R}^n$ diferenciável e contínua em um ponto $(x_0, \varepsilon_0) \in H^{-1}$. Então na vizinhança de (x_1, ε_1) todos os pontos que satisfazem $H(x, \varepsilon) = 0$ estão sobre um caminho diferenciável e contínuo que passa através de (x_1, ε_1) , conforme ilustra a Figura 3.3

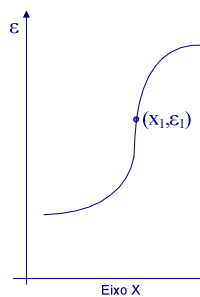


Figura 3.3 – Todos os Pontos Vizinhos a (x_1, ε_1) que Satisfazem a Função Homotopia

O Teorema da Função Implícita expressa as condições necessárias e suficientes para a existência da função $x(\varepsilon)$, a qual fornece para cada ε em torno de ε_1 o valor da solução pertencente à H^{-1} . Este Teorema assegura simultaneamente a existência do caminho em torno de ponto $(x(\varepsilon_1), \varepsilon_1)$ e a viabilidade de expressar este caminho pelo par $(x(\varepsilon), \varepsilon)$, ou seja, parametrizado em ε .

3.2.3.2 Teorema do Caminho

Seja $H: \mathbb{R}^{n+1} \rightarrow \mathbb{R}^n$ diferenciável e contínua. Supondo que para todo $(x, \varepsilon) \in H^{-1}$ a Jacobiana $\nabla H(x, \varepsilon)$ é de rank completo, então H^{-1} consiste de caminhos diferenciáveis e contínuos.

A conclusão desses teoremas é que todo o caminho seguido pela função homotopia H é contínuo e diferenciável, ou seja, ele não retorna para o seu ponto de origem, as soluções descrevem trajetórias bem comportadas – Garcia e Zangwill (1981).

3.2.4 Método Preditor-Corretor, (Garcia e Zangwill, 1981)

Para se aplicar o método da continuação, assume-se que pelo menos uma solução de (3.5) possa ser obtida de forma trivial, a qual dá início à trajetória a ser determinada, denotada por (x^1, ε^1) . O objetivo da parametrização é rastrear a trajetória de soluções desde a solução inicial até um ponto limite.

O procedimento para a obtenção da nova solução, correspondente ao passo $k+1$, a partir da solução relativa ao passo k , pode ser dividido em duas etapas básicas, chamadas Predição e Correção. Isto significa que em uma primeira etapa a solução é estimada com base em um modelo linearizado, e posteriormente, utiliza-se esta solução estimada como ponto de partida para a resolução do sistema através dos métodos convencionais e dentro da precisão estipulada.

Assim, o procedimento para obtenção da nova solução $H(x^{k+1}, \varepsilon^{k+1}) = 0$, a

partir da solução inicial $H(\mathbf{x}^k, \varepsilon^k) = 0$, pode ser sintetizado como,

$$(\mathbf{x}^k, \varepsilon^k) \xrightarrow{\text{predição}} (\mathbf{x}^p, \varepsilon^p) \xrightarrow{\text{correção}} (\mathbf{x}^{k+1}, \varepsilon^{k+1}) \quad (3.6)$$

A forma de predição utilizada neste trabalho constitui uma aproximação da solução baseada no vetor tangente à curva no ponto $(\mathbf{x}^k, \varepsilon^k)$, onde é realizada a linearização. Já para a etapa de correção foi utilizada a versão Primal-Dual do MPI conforme consta no Anexo A desta dissertação.

O procedimento de predição e correção é ilustrado pela Figura 3.4 e consiste no incremento do passo k . A distância resultante entre as soluções exata inicial $(\mathbf{x}^k, \varepsilon^k)$ e a solução estimada ou predita $(\mathbf{x}^p, \varepsilon^p)$ é denominada *comprimento*, *magnitude* ou *tamanho* do passo, de modo quanto maior for a magnitude do passo, maior será a distância entre as soluções, e portanto, reduzirá a facilidade de obtenção de uma nova solução exata.

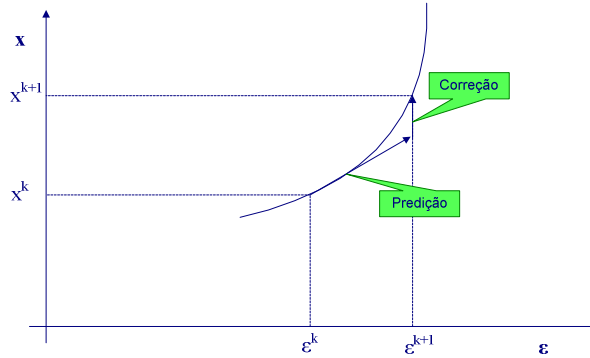


Figura 3.4 – Passos Preditor e Corretor

A variação $\varepsilon^k \rightarrow \varepsilon^p$ dá origem a um ponto que está fora da trajetória e consequentemente não satisfaz a equação da função Homotopia, ou seja,

$$H(\mathbf{x}^p, \varepsilon^p) \neq 0 \quad (3.7)$$

O passo corretor encontra um novo valor de \mathbf{x}^{k+1} tal que a função Homotopia volte a ser satisfeita. Mantendo o parâmetro fixo em ε^{k+1} deve-se resolver o sistema de tal

modo a se achar um novo par $(\mathbf{x}^{k+1}, \varepsilon^{k+1})$ tal que,

$$H(\mathbf{x}^{k+1}, \varepsilon^{k+1}) = 0 \quad (3.8)$$

A tarefa executada nesta etapa consiste simplesmente em resolver o problema de otimização, inicializando-o pelo ponto predito. Qualquer método de solução de problema de otimização não-linear pode ser utilizado nesta fase. Especificamente, neste trabalho, devido à natureza do problema, o método escolhido é o Método dos Pontos Interiores versão Primal-Dual.

A qualidade da precisão do ponto predito afeta significativamente o processo iterativo, pois influencia o número de iterações necessários na fase de correção para alcançar a solução exata.

Existem diferentes tipos de preditores (Rabinowitz, 1977), os quais podem ser divididos em duas classes: métodos baseados nas equações diferenciais ordinárias e na extrapolação polinomial.

Os métodos baseados nas equações diferenciais ordinárias usam a solução corrente e suas derivadas parciais para prever a próxima solução. Essa forma de predição estabelecida com base na direção apontada pelo vetor tangente é referenciada como preditor tangente e é utilizada nesse trabalho, sendo detalhada na seção 3.3.1.

Os métodos baseados na extrapolação polinomial usam a solução corrente e as soluções anteriores para determinar uma solução aproximada. Estratégias estabelecidas de acordo com a direção definida pelo vetor secante, são obtidas pela diferença entre os valores das variáveis de duas iterações consecutivas. Utilizando, por exemplo, um polinômio de primeira ordem:

$$(\mathbf{x}^{k+1}, \varepsilon^{k+1}) = (\mathbf{x}^k, \varepsilon^k) + \sigma(\mathbf{x}^k - \mathbf{x}^{k-1}, \varepsilon^k - \varepsilon^{k-1}) \quad (3.9)$$

A vantagem no uso do preditor secante é que não há necessidade de inverter o Jacobiano como no preditor tangente.

Para ilustrar a parametrização, suponha que se deseja resolver o sistema de equações não lineares (3. 10), cuja solução inicial, para o uso do método de Newton-Raphson, não é trivial (Lima, 1993).

$$\begin{cases} x_1^3 - 3x_1^2 + 8x_1 + 3x_2 - 36 = 0 \\ x_1^2 + x_2 + 4 = 0 \end{cases} \quad (3.10)$$

A partir de (3.10), entretanto, é possível construir o seguinte sistema de equações não lineares:

$$\begin{cases} x_1^3 + 8x_1 + 3x_2 = 0 \\ x_2 = 0 \end{cases} \quad (3.11)$$

onde uma solução óbvia é dada por $(x_1, x_2) = (0, 0)$. A parametrização aplicada em (3.10) e (3.11) através de um escalar ε , resulta na função Homotopia:

$$\begin{cases} x_1^3 + 8x_1 + 3x_2 - \varepsilon(3x_1^2 - 36) = 0 \\ x_2 + \varepsilon(x_1^2 + 4) = 0 \end{cases} \quad (3.12)$$

O método da Continuação consiste em resolver o sistema (3.12) variando o parâmetro ε entre 0 e 1. Para $\varepsilon = 0$ se recai no sistema (3.11) cuja solução é óbvia, e para $\varepsilon = 1$, se recai no sistema (3.10) cuja solução se busca. Os valores intermediários do parâmetro de continuação fazem com que as variáveis do sistema (3.12) descrevam um caminho cujo equacionamento obedece a:

$$\begin{cases} x_1(\varepsilon) = 6\varepsilon \\ x_2(\varepsilon) = -36\varepsilon^3 - 4\varepsilon \end{cases} \quad (3.13)$$

A Figura 3.5 apresenta o caminho descrito por todas as soluções obtidas pela família de problemas parametrizados ao se variar $0 \leq \varepsilon \leq 1$. Assim, a solução do sistema original (3.10) é dada por $(x_1(\varepsilon), x_2(\varepsilon)) = (6, -40)$.

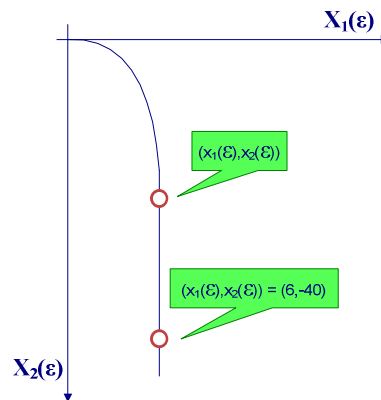


Figura 3.5 – Caminho da Função Homotopia.

Conforme já mencionado, a etapa de predição estabelece um critério de aproximação visando estimar uma solução aproximada, a qual facilita a determinação da solução exata. A qualidade da precisão do ponto predito $(\mathbf{x}^p, \varepsilon^p)$ afeta significativamente o processo iterativo da etapa de correção para se obter uma nova solução exata, de maneira que uma boa predição reduz o número de iterações necessárias para a convergência da correção.

Posterior à etapa de predição, onde é obtida uma estimativa da solução, prossegue-se ao cálculo da solução exata pela resolução do sistema linear de equações para um novo valor de ε^k , tomando-se como ponto de partida a solução estimada \mathbf{x}^p . Em princípio qualquer método numérico para resolver um conjunto de equações algébricas não lineares pode ser usado como corretor.

3.3 PROBLEMA DE OTIMIZAÇÃO PARAMETRIZADO

A identificação do correto conjunto de restrições de desigualdades ativas (ou seja, cujos limites foram atingidos) é uma tarefa difícil enfrentada pelos algoritmos utilizados para resolver o FPO (Sun et al., 1984). Esta dificuldade deve-se ao fato de que poucas destas restrições são ativas na solução ótima do problema, resultando em uma

característica combinatória. No entanto, uma vez conhecido o conjunto de restrições ativas, a resolução do FPO pode ser obtida através da resolução do sistema de equações não lineares resultantes das condições KKT do problema.

Com a parametrização do FPO, ao invés de resolver diretamente o problema original, é resolvida uma família de problemas paramétricos, contornando a dificuldade de determinação dos conjuntos ativos das restrições de desigualdades. As soluções destes problemas estão intimamente ligadas de modo que a solução de um problema paramétrico é usada para resolver o problema paramétrico seguinte.

O levantamento do conjunto de restrições de desigualdade ativas sem o emprego de heurísticas ou critérios de penalidade somados a facilidade de inicialização do método a partir de um ponto factível ou não factível motivaram a utilização da abordagem paramétrica no FPO neste trabalho.

3.3.1 Formulação

O início da parametrização é realizado com a relaxação do problema original, através da introdução do termo de parametrização na função objetivo e nas restrições de igualdade e desigualdade, originando um problema relaxado. De maneira semelhante à subseção 3.2.1 a evolução parte do problema relaxado ($\varepsilon = 0$) progredindo até o problema original ($\varepsilon = 1$), estabelecendo uma família de problemas paramétricos entre esses dois pontos.

Para o trabalho em questão, a estratégia de parametrização (a ser formulada no Capítulo 5), chaveia os capacitores automáticos de modo a se manter os níveis de tensão estabelecidos pela resolução ANEEL nº 505 de 26 de novembro de 2001, revisada em 28 de janeiro de 2005. Para tanto, propõe-se o acompanhamento da carga em pequenos intervalos de tempo sucessivos ao longo do dia, realizando-se Fluxos de Potência Ótimos, que além das variáveis normalmente otimizadas, também otimize, os valores das susceptâncias capacitivas dos capacitores automáticos.

O FPO é um problema de programação não-linear formado por uma função objetivo, que pode representar diferentes critérios de performance, restrições de igualdade, que representam equações de balanço de potência por barra, e as restrições de desigualdades que determinam os limites operacionais dos equipamentos.

O problema de FPO pode ser representado de forma genérica como:

$$\min_x f(u) \quad (3.14)$$

s. a.

$$g(u) = 0 \quad (3.15)$$

$$h(u) \leq 0 \quad (3.16)$$

onde,

u : vetor de variáveis do sistema;

$f(u)$: função objetivo a ser otimizada;

$g(u)$: vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$: vetor de restrições de desigualdade.

A dificuldade na resolução do problema (3.14) a (3.16) está na não linearidade entre as variáveis elétricas, ou seja, na determinação de quais restrições são ativas.

O problema da continuação é uma metodologia que contorna essa dificuldade encontrada na determinação do conjunto ativo, pois define uma família de problemas parametrizadas em ε , que levam à solução do problema original.

O problema de FPOP pode ser representado de forma genérica como:

$$\min_x f(u, \varepsilon) \quad (3.17)$$

s. a.

$$g(u, \varepsilon) = 0 \quad (3.18)$$

$$h(u, \varepsilon) \leq 0 \quad (3.19)$$

onde,

u : vetor de variáveis do sistema;

$f(u, \varepsilon)$: função objetivo a ser otimizada;

$g(u, \varepsilon)$: vetor de restrições de igualdade;

$h(u, \varepsilon)$: vetor de restrições de desigualdade.

O Lagrangeano desse problema de otimização é :

$$L(u, \lambda, \pi, s, \varepsilon) = f(u, \varepsilon) + \lambda^T \cdot g(u, \varepsilon) + \pi^T \cdot [h(u, \varepsilon) - s] \quad (3.20)$$

onde,

u : vetor de variáveis do sistema;

λ : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade;

π : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites.

s : vetor de variáveis de folga estritamente positivas.

Um ponto u é solução do problema (3.17) a (3.19) somente se satisfaz as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem, ou condições de Karush-Kuhn-Tucker – KKT (Luenberger, 1989).

Assim, um ponto u é um ponto ótimo local de (3.18) a (3.20):

(i) Se é um ponto do conjunto ativo, A , o que implica que o Jacobiano:

$$J(u, \varepsilon) = \begin{bmatrix} \nabla_u g(u, \varepsilon) \\ \nabla_u h_A(u, \varepsilon) \end{bmatrix} \quad (3.21)$$

possui posto completo, sendo h_A , o vetor formado pelas restrições de desigualdades ativas.

(ii) Somente se as condições de KKT são satisfeitas:

$$\nabla_u f(u, \varepsilon) + \sum_{k \in K} \lambda_k \cdot \nabla_u g_k(u, \varepsilon) + \sum_{i \in A} \pi_i \cdot \nabla_u h_i(u, \varepsilon) = 0 \quad (3.22)$$

$$g_k(u, \varepsilon) = 0, \quad k \in K \quad (3.23)$$

$$h_i(u, \varepsilon) = 0, \quad i \in A \quad (3.24)$$

$$h_i(u, \varepsilon) \neq 0, \quad i \notin A \quad (3.25)$$

$$\pi_i \geq 0, \quad i \in A \quad (3.26)$$

(iii) Se a matriz Hessiana do Lagrangeano:

$$H(\mathbf{z}, \varepsilon) = \nabla_u^2 f(u, \varepsilon) + \sum_{k \in K} \lambda_k \cdot \nabla_u^2 g_k(u, \varepsilon) + \sum_{i \in A} \pi_i \cdot \nabla_u^2 h_i(u, \varepsilon) \quad (3.27)$$

for definida positiva no espaço nulo do Jacobiano das restrições de igualdade e desigualdades ativas associadas a multiplicadores de Lagrange estritamente positivos.

Supondo que cada FPO calculado ao longo da parametrização seja resolvido pelo Método dos Pontos Interiores, as expressões matemáticas presentes nas condições de KKT (equações A-13 a A-18) podem ser representadas por:

$$\rho(\mathbf{z}) = 0 \quad (3.28)$$

onde,

$$\mathbf{z} = [\mathbf{u}^T \ \lambda^T \ (\boldsymbol{\pi})^T \ (\mathbf{s})^T]^T ;$$

A fórmula de recorrência utilizada neste trabalho para a etapa de predição tem origem no incremento de $\Delta \varepsilon$:

$$\varepsilon^{k+1} = \varepsilon^k + \Delta \varepsilon^k \quad (3.29)$$

Expandindo-se a função $\rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k) = 0$ em Série de Taylor até a primeira ordem, em torno da solução $(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)$, resulta no ponto predito $\rho(\mathbf{z}^p, \varepsilon^p) = 0$.

$$\rho(\mathbf{z}^p, \varepsilon^p) = \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k) + \left[\frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \mathbf{z}} : \frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \varepsilon} \right] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z}^k \\ \Delta \varepsilon^k \end{bmatrix} = 0 \quad (3.30)$$

$$\left[\frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \mathbf{z}} : \frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \varepsilon} \right] \cdot \begin{bmatrix} \Delta \mathbf{z}^k \\ \varepsilon^k \end{bmatrix} = 0 \quad (3.31)$$

manipulando-se:

$$\frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \mathbf{z}} \cdot \Delta \mathbf{z}^k + \frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \varepsilon} \cdot \Delta \varepsilon^k = 0 \quad (3.32)$$

$$\Delta \mathbf{z}^k = - \left[\frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \mathbf{z}} \right]^{-1} \cdot \frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \varepsilon} \cdot \Delta \varepsilon^k \quad (3.33)$$

A matriz $\left[\frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \mathbf{z}} \right]^{-1}$ corresponde à matriz W da Equação (A.25), já montada pelo algoritmo do Método dos Pontos Interiores (Anexo A) e o vetor $\frac{\partial \rho(\mathbf{z}^k, \varepsilon^k)}{\partial \varepsilon}$ é facilmente obtido.

A disponibilidade da inversa da matriz W, justifica, para realização da predição, a escolha do método das equações ordinárias em detrimento dos métodos polinomiais.

O ponto predito é obtido da seguinte forma:

$$\mathbf{z}^p = \mathbf{z}^k + \alpha \cdot \sigma \cdot \Delta \mathbf{z}^k \quad (3.34)$$

onde,

σ : constante para garantir a interioridade da nova estimativa de solução, sendo fixada em 0,9995;

α : controle de passo a fim de garantir que os pontos não saiam da região factível durante a atualização (conforme A.34 e A.35).

O ponto \mathbf{z}^p é uma solução aproximada, assim:

$$\rho(\mathbf{z}^p, \varepsilon^p) \neq 0 \quad (3.35)$$

A solução de $\rho(\mathbf{z}^c, \varepsilon^p)$ para ε^p é obtida resolvendo-a iterativamente, ou seja, retoma-se ao Método dos Pontos Interiores, mas partindo-se de \mathbf{z}^p .

Basicamente este processo de parametrização com Predição e Correção pode ser descrito através dos seguintes passos:

Passo 1: Faça $k=0$, $\varepsilon^k = 0$, obtenha a solução ótima (\mathbf{z}^k) para o problema via Método dos Pontos Interiores.

Passo 2: Preditor. Faça $\varepsilon^{k+1} = \varepsilon^k + \Delta\varepsilon^k$, com $\Delta\varepsilon^k$ pré-especificado, obtenha o ponto predito \mathbf{z}^p de acordo com a equação 3.23 e vá ao Passo 3.

Passo 3: Para $i=0$, faça $\mathbf{z}^i = \mathbf{z}^p$, enquanto a norma infinita de $\rho(\mathbf{z}^i, \varepsilon^p)$ for maior que a tolerância estabelecida (tol), resolva o sistema A.24, faça $\mathbf{z}^{i+1} = \mathbf{z}^i + \alpha \cdot \sigma \cdot \Delta \mathbf{z}^i$, atualize o parâmetro barreira, μ , de acordo com A.42 e faça $i=i+1$. Quando a norma infinita de $\rho(\mathbf{z}^i, \varepsilon^p)$ for menor que tol , faça $\mathbf{z}^{k+1} = \mathbf{z}^i$ e vá ao Passo 4.

Passo 4: Se $\varepsilon < 1$, faça $k=k+1$ e retorne ao Passo 2. Se $\varepsilon = 1$, faça $k=k+1$. FIM: \mathbf{z}^k é a solução do problema para $\varepsilon = 1$.

3.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foram descritos neste capítulo a metodologia utilizada para a parametrização de um problema de otimização, a formulação e as características principais do Método da Continuação, que será avaliado do decorrer deste trabalho. Porém, antes de tal avaliação será apresentado a seguir as características dos BCs em redes de distribuição.

CAPÍTULO 4 – BANCOS DE CAPACITORES

4.1 INTRODUÇÃO

Completada a descrição teórica sobre parametrização de um problema, passa-se a apresentar neste capítulo os conceitos sobre regulação de tensão impostos pela Resolução N° 505/2001 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, bem como, as principais características de BCs.

Os BCs atuam corrigindo o atraso das correntes de características indutivas do sistema, como mostrado na Figura 4.1, melhorando o fator de potência e diminuindo a queda de tensão em função da diminuição da corrente injetada pela fonte (subestação) no sistema.

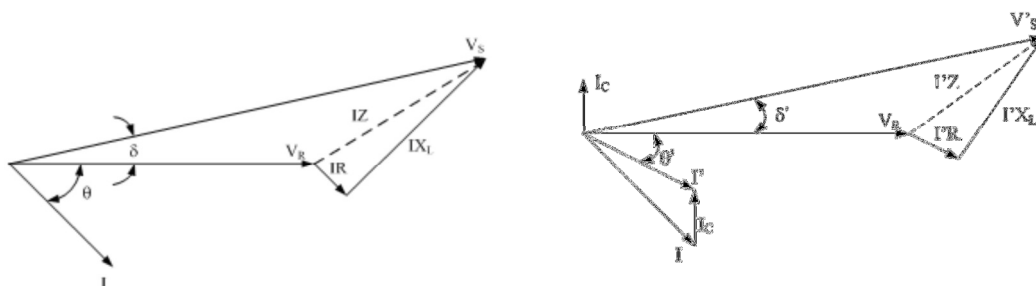


Figura 4.1 – Efeito da Inserção do BC no Perfil da Tensão

onde,

I – corrente de carga sem BC;

I' – corrente de carga com BC;

I_c – corrente capacitiva;

V_S – tensão da fonte sem BC ;

V_S' – tensão da fonte com BC ;

V_R – tensão na carga;

Z – impedância da linha;

R – resistência da linha;

X_L – reatância indutiva da linha;

θ – defasagem angular ($I \parallel V_R$) sem BC;

θ' – defasagem angular ($I \parallel V_R$) com BC;

δ – defasagem angular ($V_R \parallel V_S$) sem BC;

δ' – defasagem angular ($V_R \parallel V_S$) com BC

Nos sistemas de distribuição de energia elétrica, os capacitores são aplicados geralmente nos alimentadores de distribuição ou nas subestações, contribuindo para a correção do fator de potência, a minimização das perdas de potência e energia e melhoria do perfil de tensão dentro de limites aceitáveis. A quantidade de compensação fornecida está relacionada à localização dos capacitores no sistema de distribuição, tamanho, quantidade e tipo de capacitores instalados no sistema Sundhararajan & Pahwa (1994).

Já o tipo de compensação se divide basicamente em bancos fixos para aplicações em condições de carga leve e automáticos para cargas média e pesada do sistema (Natarajan, 2005).

Com o aumento da demanda dos sistemas de distribuição, o gerenciamento da potência reativa tem se tornado cada vez mais importante para as empresas distribuidoras que necessitam manter as tensões dentro dos limites preestabelecidos e minimizar as perdas no sistema, garantindo bons níveis de qualidade e confiabilidade para o consumidor.

Esses limites constam nas resoluções ANEEL No 456/2000 e 505/2001, na qual a instalação ou operação desses BCs na rede de distribuição deve ser respeitada para não infringir os limites de tensão dos alimentadores.

4.2 RESOLUÇÃO N° 456 DA ANEEL

Considerando o fato de que a potência reativa não produz trabalho útil, porém, deve ser transportada desde a geração até a unidade consumidora, sem que as empresas concessionárias transformem esta energia em receita, a Resolução N° 456 da ANEEL, de 29 de novembro de 2000, estabeleceu em 0,92 o valor mínimo para o fator de potência de referência, indutivo ou capacitivo, das instalações elétricas das unidades consumidoras.

Os princípios fundamentais da legislação são os seguintes:

- a. necessidade de liberação da capacidade do sistema elétrico nacional;
- b. promoção do uso racional de energia;

- c. redução do consumo de energia reativa indutiva que provoca sobrecarga no sistema das empresas fornecedoras e concessionárias de energia elétrica, principalmente nos períodos em que ele é mais solicitado;
- d. redução no consumo de energia reativa capacitiva nos períodos de carga leve que provoca elevação da tensão no sistema de suprimento, havendo necessidade de investimento na aplicação de equipamentos corretivos e realização de procedimentos operacionais nem sempre de fácil execução;
- e. criação de condições para que os custos de expansão do sistema elétrico nacional sejam distribuídos para a sociedade de forma justa.

De acordo com a legislação, tanto o excesso de energia reativa indutiva como o de energia capacitiva é medido e faturado para os consumidores a partir do Grupo A (tensão de fornecimento maior ou igual a 2,3 kV). A cobrança por baixo fator de potência, de acordo com os limites da legislação, é realizada através do faturamento do excedente de energia reativa da unidade consumidora faturada na estrutura tarifária horo-sazonal ou na estrutura tarifária convencional com medição apropriada.

4.3 RESOLUÇÃO N° 505 DA ANEEL

4.3.1 Níveis de Tensão

Os valores permitidos nos alimentadores de tensão para as variações de tensão em regime permanente são mostrados na Tabela 4.1.

Tabela 4.1 – Tensões Nominais Padronizadas entre 1 e 69 KV

Classificação da Tensão de Atendimento (TA)	Faixa de Variação da Tensão de Leitura (TL) em Relação à Tensão Contratada (TCO)
Adequada	$0,93.TCO \leq TL \leq 1,05.TCO$

Precária	$0,90.TCO \leq TL < 0,93.TCO$
Crítica	$TL < 0,90.TCO$ ou $TL > 1,05.TCO$

A tensão contratada da unidade consumidora (em tensão superior a 1 kV) deve situar-se entre 93% (noventa e três) e 105% (cento e cinco por cento) da tensão nominal de operação do sistema no ponto de entrega.

4.3.2 Indicadores que Quantificam a Violação dos Limites de Tensão

A concessionária deverá apurar, quando ocorrer medições oriundas por reclamação e/ou amostrais, os seguintes indicadores individuais:

- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Precária – DRP: indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão precárias, no período de observação definido, expresso em percentual;
- Duração Relativa da Transgressão de Tensão Crítica – DRC: indicador individual referente à duração relativa das leituras de tensão, nas faixas de tensão críticas, no período de observação definido, expresso em percentual;

$$DRP = \frac{nlp}{1008} \cdot 100 \quad (4.1)$$

$$DRC = \frac{nlc}{1008} \cdot 100 \quad (4.2)$$

onde,

nlp – número de leituras situadas nas faixas precárias;

nlc – número de leituras situadas nas faixas críticas;

1.008 – número de leituras válidas a cada 10 (dez) minutos no período de observação.

4.4 CARACTERÍSTICAS DOS BCS EMPREGADOS EM DISTRIBUIÇÃO

4.4.1 Tipos

Os BCS disponíveis no mercado podem ser encontrados nos seguintes tipos:

- a. BCS Automáticos – dotados de um controlador eletrônico, geralmente microprocessado, que insere ou retira os capacitores do sistema de acordo com a variação do fator de potência.
- b. BCS Semi-automáticos – controlados por timer ou pelo valor da demanda de corrente do sistema. Proporciona um controle menos preciso que o banco automático.
- c. BCS Fixos – não possuem nenhum tipo de controle permanecendo ligados ao sistema indefinidamente e independente das condições da carga.

Normalmente, são utilizadas unidades capacitivas monofásicas padronizadas de 100 e 200 kvar, 7960 V, formando bancos trifásicos ligados em estrela isolada de 300, 600, 900 e 1200 kvar.

4.4.2 Conexão

Os BCS empregados em alimentadores de distribuição são geralmente montados em estrela ou estrela aterrada. A principal vantagem deste tipo de conexão deve-se a simplificação de montagem em postes, uma vez que não são necessários condutores para o fechamento da conexão delta dos bancos, facilitando também o trabalho operacional de manutenção. Segundo Natarajan (2005) as desvantagens da conexão estrela aterrada sobre a estrela sem terra são relacionadas a elevadas correntes de *inrush* e de terra.

4.4.3 Operação

Normalmente, os BCS são projetados para 10% de sobretensão e 30% de

sobrecorrente recorrendo ao uso dos BCs automáticos para que seja possível ajustar a quantidade de capacitores necessária para atender às necessidades de potência reativa do sistema de acordo com o seu perfil de carga diário. Algumas precauções devem ser tomadas para se operar BCs (PABLA, 2005):

- a. Para evitar transientes de sobretensão perigosos no caso de interrupções do fornecimento de energia, os BCs devem ser desligados antes da energia ser restabelecida;
- b. transformadores de potência nas subestações e BCs não devem ser carregados simultaneamente quando o sistema está sendo restabelecido após uma falta de energia. BCs devem ser colocados em serviço um a um de acordo com a necessidade momentânea do sistema;
- c. se a tensão na barra em que o BC está conectado atingir 1,1 vezes ou mais a tensão nominal, o banco deve ser desligado.
- d. Para operação dos bancos de capacitores são utilizados chaves a óleo, as quais possuem vida útil de 10.000 chaveamentos.

4.4.4 Controle (YAMAKAWA, 2007)

Devido à inviabilidade de colocação e retirada dos BCs por operação manual diariamente, estes equipamentos são acoplados a controles automáticos, que comandam as operações de ligar e desligar dos bancos, conforme o dispositivo sensor do controle. Dentre estes dispositivos, o mais utilizado é o sensor de tempo e tensão, que opera em função do nível de tensão e das horas do dia. Existem, porém outros, como o sensor apenas de tensão e o sensor de corrente.

Assim, conforme a variabilidade da solicitação de potência reativa do sistema ao longo do dia, estes BCs são ajustados de modo a entrar em operação nos momentos de maior necessidade em que a carga é pesada e média, sendo retirados nos períodos de carga leve, evitando tensões demasiadamente altas nos alimentadores.

4.4.4.1 Sensor de Tempo

O dispositivo de tempo é composto por um relógio que marca as horas do dia e os dias da semana. Ajusta-se então um intervalo durante determinados dias da semana em que este dispositivo deve atuar. A sua atuação consiste na abertura de uma chave, que normalmente “*by-passa*” um reostato, conforme apresentado na Figura 4.2. Desta forma, quando a chave é aberta o reostato é inserido no circuito do sensor de tensão, simulando então uma queda de tensão. Deve-se então ajustar as horas e os dias da semana em que se pretende inserir o reostato e o valor de queda de tensão adicional desejado.

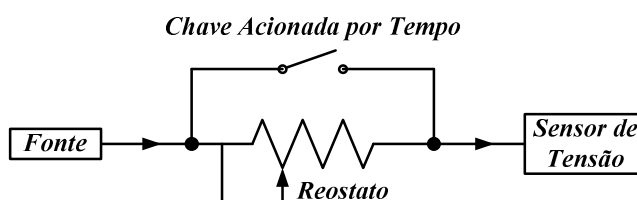


Figura 4.2 – Dispositivo de Tempo

4.4.4.2 Sensor de Tensão

Este controle é alimentado em baixa tensão por um Transformador de Potencial – TP com relação de 120:1 o que significa que quando a tensão de distribuição primária for 13,8 kV, a tensão secundária deste TP será de 115 V.

Possui então um sensor de tensão que compara a tensão secundária deste TP com as tensões ajustadas para comandar as operações de inserir ou retirar o BC do sistema. Além do dispositivo de tensão, possui ainda um dispositivo de tempo, que modifica o valor da tensão secundária do TP, simulando uma queda de tensão através de um resistor em horários programados, forçando a entrada do banco em operação.

O ajuste das tensões pode ser efetuado de duas maneiras, dependendo do tipo de equipamento. Em alguns, ajusta-se uma tensão associada a uma banda (*B*), o que determina uma faixa. Em outros, ajusta-se uma tensão para ligar (*Von*) e outra para desligar (*Voff*) o

BC, bem como um valor de compensação da tensão (V_c) para o horário de funcionamento do dispositivo de tempo, conforme mostrado na Figura 4.3.

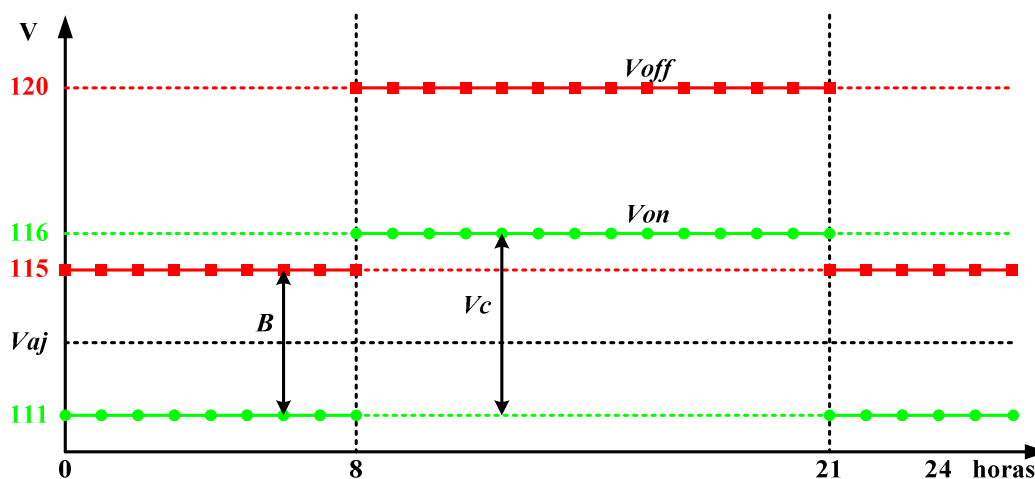


Figura 4.3 – Curva de Operação do Sensor Tempo-Tensão

onde:

V_{aj} – é a tensão ajustada para operação do BC [V];

V_{on} – é a tensão de referência para ligar o banco de capacitores [V];

V_{off} – é a tensão de referência para desligar o banco de capacitores [V];

RTP – relação de transformação do TP que alimenta o controle (normalmente igual a 120).

Existe ainda um ajuste de retardo baseado em um temporizador cuja finalidade é evitar um número excessivo de operações devido a flutuações de tensão e para coordenação com outros equipamentos.

4.4.4.3 Sensor de Corrente

Este controle é alimentado por um Transformador de Corrente – TC e comanda a entrada ou retirada do BC de operação em função da corrente de carga. Deve ser utilizado

quando o controle por tempo/tensão não tem operação adequada, devido às condições de carga e tensão do local.

Devem ser definidos os valores de corrente I_{on} e I_{off} para inserir ou retirar o BC. Pode-se adotar, de uma maneira simplificada, que o BC deve ligar com 60% da corrente máxima e desligar com 40%, ou seja:

$$I_{on} = \frac{I_{max}}{RTC} \cdot 0,6 \quad (4.3)$$

$$I_{off} = \frac{I_{max}}{RTC} \cdot 0,4 \quad (4.4)$$

onde,

I_{on} – corrente que liga o BC referida ao secundário do TC, em A;

I_{off} – corrente que desliga o BC referida ao secundário do TC, em A;

I_{max} – corrente de carga máxima, em A;

RTC – relação de transformação do TC que alimenta o controle.

A corrente que desliga deve ainda ser superior a corrente de carga mínima, ou seja, $I_{off} > I_{min}$.

4.4.4.4 Elevação de Tensão Causada pela Instalação dos BCs

Para o cálculo dos ajustes é necessário primeiramente verificar se o BC não causará tensão elevada no circuito. Para tanto é necessário calcular:

- queda de tensão máxima (ΔVM) e mínima (ΔVm) entre a SE fonte e o ponto de instalação do BC;
- elevação de tensão provocada pela inserção do BC ($\Delta Vcap$).

A elevação de tensão, em V, provocada pelo BC é proporcional a sua potência e a reatância indutiva total entre a SE fonte do circuito e o ponto onde está localizado o BC. O valor deste acréscimo de tensão pode ser calculado pela seguinte equação:

$$\Delta V_{cap} = \frac{Q_c \cdot X_t}{V_n} \quad (4.5)$$

onde:

Q_c – potência total do BC, em kVAr;

X_t – reatância total entre o BC e a SE fonte, em Ω ;

V_n – tensão nominal do circuito, em kV.

4.4.4.5 Ajuste da Tensão

A tensão de ajuste, em V, é definida como o valor resultante da equação abaixo:

$$V_{aj} = \frac{V_{on} + V_{off}}{2 \cdot RTP} \quad (4.6)$$

onde,

V_{aj} – tensão ajustada para operação do BC, em V;

V_{off} – tensão de referência para desligar o BC, em V;

V_{on} – tensão de referência para ligar o BC, em V;

RTP – relação de transformação do TP que alimenta o controle (normalmente igual a 120).

Para definir V_{off} deve-se observar que a tensão não ultrapasse o máximo valor admissível para os consumidores (100% da tensão nominal). Já para definir V_{on} deve-se observar que a tensão provocada pela entrada em operação do BC não ultrapasse o valor de V_{off} (caso contrário, o banco será desligado logo em seguida).

Em alguns controles existe um ajuste para V_{off} e outro para V_{on} . Em outros, existe um ajuste V_{aj} e outro para ajustar a banda (B).

A banda (B) é a diferença entre as tensões de referência V_{off} e V_{on} do BC, referida à baixa tensão. Deve ser definida de modo que a elevação de tensão provocada pela entrada em operação do banco (ΔV_{cap}) não ultrapasse o valor máximo de tensão

ajustado e conseqüentemente provoque a saída do banco de operação novamente, ou seja, $B > \Delta V_{cap}$. O cálculo da banda é feito pela seguinte equação:

$$B = \frac{V_{off} - V_{on}}{RTP} \quad (4.7)$$

Nos BCs com sensor de tempo, deve ser ajustado o reostato que é inserido no circuito sensor de tensão para simular uma queda adicional de tensão, modificando então o valor da tensão em determinados horários programados.

O cálculo deste ajuste considera os valores da tensão nos horários em que se deseja que o banco entre em operação e nos que permaneça fora de operação.

A rigor existem então dois ajustes, sendo um normal, e outro acrescido de uma constante (V_c). O dispositivo de tempo comanda então a abertura e o fechamento da chave que realimenta o reostato. Deve-se ajustar o reostato de forma que quando for inserido, o nível de tensão ajustado para ligar o BC fique acima da tensão simulada no momento, o que levará o controle a comandar a entrada em operação do banco e, quando a chave estiver na posição de *by-pass* do reostato, o nível de tensão ajustado para desligar o banco fique abaixo da tensão no momento, o que levará o controle a comandar a saída de operação do banco.

4.5 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Foram descritos neste capítulo o porquê da instalação de banco de capacitores em redes de distribuição, regras vigentes sobre controle de tensão, tipo de BCs, conexão, operação e controle dos mesmos.

A seguir, será apresentada a metodologia para obtenção da filosofia de controle de BCs através da parametrização da carga de um FPO.

CAPÍTULO 5 – METODOLOGIA

5.1 – INTRODUÇÃO

Completada a revisão bibliográfica sobre parametrização de um problema e estudados os conceitos sobre regulação de tensão impostos pela Resolução N° 505/2001 da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, bem como, as principais características dos BCs será apresentado neste capítulo a metodologia utilizada para o desenvolvimento deste trabalho.

Basicamente, a metodologia desenvolvida visa contribuir com a melhoria do controle e ajuste do plano de operação dos BCs previamente alocados no sistema de distribuição através do uso do FPO parametrizado. A metodologia proposta está dividida basicamente em duas categorias principais:

- a. Análise de curtíssimo prazo (**On Line**) – Envolve um conjunto de funções balizadas pela programação diária e horária e pelo conjunto de informações monitoradas em tempo real no sistema possibilitando definir a decisão de entrada/saída do capacitor em tempo real.
- b. análise de planejamento (**Off Line**) – Fase onde são determinados os planos de operação dos BCs em médio e curto prazo, isto é, os planejamentos que envolvem a programação mensal, semanal e diária.

O FPO parametrizado utilizado nas categorias citadas acima teve o parâmetro da continuação voltado para o acompanhamento da carga permitindo-se a otimização dos BCs.

A seguir será vista a formulação desenvolvida para a parametrização do FPO do problema em questão.

5.2 FORMULAÇÃO DO FPOP PARAMÉTRICO

O início da parametrização é realizado com a relaxação do problema original, através da introdução do termo de parametrização na função objetivo e nas restrições de igualdade e desigualdade, originando um problema relaxado. Conforme descrito na subseção 3.2.1 a evolução parte do problema relaxado ($\varepsilon = 0$) progredindo até o problema original ($\varepsilon = 1$), estabelecendo uma família de problemas paramétricos entre esses dois pontos.

Para o trabalho em questão, a estratégia de parametrização, chaveia os capacitores automáticos de modo a se manter os níveis de tensão estabelecidos pela resolução ANEEL nº 505 de 26 de novembro de 2001, revisada em 28 de janeiro de 2005. Para tanto, propõe-se o acompanhamento da carga em intervalos sucessivos de 10 minutos ao longo do dia, realizando-se Fluxos de Potência Ótimos, que além das variáveis normalmente otimizadas, também se otimize os valores das susceptâncias capacitivas dos capacitores automáticos.

5.2.1 Função Objetivo do FPO Parametrizado

No modelo utilizado nesse trabalho, a função objetivo engloba a minimização das perdas elétricas (*Perdas*), manutenção do perfil plano de tensão nas barras do sistema (*Desvio de Tensão Plano*) e a minimização do número de chaveamentos dos BCs (*Chaveamento*) conforme a seguinte equação:

$$f(u) = wp \cdot Perdas + wv \cdot (Desvio de Tensão Plano) + wb \cdot Chaveamento \quad (5.1)$$

onde,

wp – peso indicador de minimização de perdas;

wv – peso indicador de minimização desvio de tensão plano;

wb – peso indicador de minimização do número de chaveamentos.

A seguir, será visto individualmente cada uma das funções que compõem a função objetivo.

5.2.1.1 *Minimização de Perdas*

Dentre várias formas de se calcular as perdas totais de potência ativa, optou-se pelo cálculo da perda global calculada por (fácil implementação):

$$LO = w_p \sum_{i=1}^{nb} Pg_i - Pd_i \quad (5.2)$$

onde,

nb – número de barras;

Pg_i – geração de potência ativa na barra i .

5.2.1.2 *Minimização de Desvio de Tensão Plano*

Normalmente, consideram-se limites máximos e mínimos nas magnitudes de tensão em todas as barras. No entanto, ao simular situações de carga pesada, pode-se resultar em não convergência do processo iterativo por impossibilidade de se satisfazer as restrições de limites mínimos nas magnitudes de tensão. E, como esse FPO faz parte de um processo paramétrico que é resolvido inúmeras vezes, deve-se garantir convergência no mesmo. Assim, os limites de mínimos de tensão foram relaxados e a fim de garantir que a solução busque valores acima desses limites mínimos, utilizou-se uma função objetivo que procura fazer com as magnitudes de tensão em todas as barras fiquem o mais próximo possível da tensão nominal (1 pu). Ou seja, utilizou-se a função objetivo DT que minimiza o Desvio de Tensão Plano, especificado como 1 pu:

$$DT = w_v \cdot \sum_{i=1}^{nb} (\left| \dot{V}_i \right| - 1)^2 \quad (5.3)$$

onde,

$|\dot{V}_i|$ – magnitude de tensão na barra i .

5.2.1.3 Chaveamentos dos BCs Automáticos

A vida útil dos componentes envolvidos para o chaveamento do BC pode ser estimada através do seu número de operações. Para tanto buscou-se realizar esta minimização através da diferença entre os valores das susceptâncias capacitivas do instante atual \mathbf{b}^k e do instante imediatamente anterior \mathbf{b}^{k-1} , ou seja, o “chaveamento” dos BCs representado pela seguinte equação.

$$DB = wb \cdot \|\mathbf{b}^k - \mathbf{b}^{k-1}\|^2 \quad (5.4)$$

onde

\mathbf{b}^k – susceptância do instante atual.

\mathbf{b}^{k-1} – susceptância do instante anterior.

5.2.2 Restrições do Sistema

5.2.2.1 Restrições de Igualdade

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \text{real}[\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (5.5)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \text{imag}[\text{diag}(\dot{\mathbf{V}}) \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (5.6)$$

onde,

\mathbf{Pg} : vetor com geração de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;

\mathbf{Pd} : vetor de demanda de potência ativa com dimensão $(nb \times 1)$;

\mathbf{Qd} : vetor de demanda de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;

\mathbf{Qg} : vetor com geração de potência reativa com dimensão $(nb \times 1)$;

$\mathbf{\dot{Y}}$: matriz de admitância de barra com dimensão $(nb \times nb)$;

$\mathbf{\dot{V}}$: vetor com tensão fasorial com dimensão $(nb \times 1)$.

5.2.2.2 Restrições de Desigualdade

As restrições de desigualdade correspondem às restrições de canalização nas variáveis e refletem limites de operação dos equipamentos ou alguma política operativa específica. Desta forma, as principais restrições de desigualdades utilizadas em problemas de FPO são apresentadas a seguir em sua forma geral:

$$Pg_i^{min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{max} \quad (5.7)$$

$$Qg_i^{min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{max} \quad (5.8)$$

$$V_i^{min} \leq |\dot{V}_i| \leq V_i^{max} \quad (5.9)$$

$$b_i^{min} \leq b_i \leq b_i^{max} \quad (5.10)$$

onde

Pg_i : potência ativa gerada na barra i

Qg_i : potência reativa gerada na barra i ;

$|\dot{V}_i|$: magnitude de tensão na barra i ;

b_i : susceptância capacitiva na barra i .

5.2.3 Função Homotopia

As soluções do primeiro instante do dia possuem os valores iniciais Pd^0 e Qd^0 , até os instantes finais Pd^k e Qd^k , cuja variação ao longo do dia acompanha a seguinte Função Homotopia:

$$\begin{aligned} \mathbf{Pd}^t &= \mathbf{Pd}^{t-1} + \varepsilon \cdot \Delta \mathbf{Pd} \\ \mathbf{Qd}^t &= \mathbf{Qd}^{t-1} + \varepsilon \cdot \Delta \mathbf{Qd} \end{aligned} \quad (5.11)$$

onde

$\Delta \mathbf{Pd}$: variações de carga ativa de um instante para outro;

$\Delta \mathbf{Qd}$: variações de carga reativa de um instante para outro.

De forma geral o problema é:

$$\min \quad f(u) = wp \cdot \text{Perdas} + wv \cdot (\text{Desvio de Tensão Plano}) + wb \cdot \text{Chaveamento} \quad (5.12)$$

$$\mathbf{Pg} - \mathbf{Pd} = \text{real}[\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (5.13)$$

$$\mathbf{Qg} - \mathbf{Qd} = \text{imag}[\dot{\mathbf{V}} \cdot (\dot{\mathbf{Y}} \cdot \dot{\mathbf{V}})^*] \quad (5.14)$$

$$Pg_i^{\min} \leq Pg_i \leq Pg_i^{\max} \quad i = 1, \dots, nb \quad (5.15)$$

$$Qg_i^{\min} \leq Qg_i \leq Qg_i^{\max} \quad i = 1, \dots, nb \quad (5.16)$$

$$V_i^{\min} \leq |\dot{V}_i| \leq V_i^{\max} \quad i = 1, \dots, nb \quad (5.17)$$

$$b_i^{\min} \leq b_i \leq b_i^{\max} \quad i=1, \dots, nb \quad (5.18)$$

O problema de otimização de (5.12) a (5.18) é resolvida para cada ε que parametriza a carga de 1 até nt períodos:

$$\mathbf{Pd}^t = \mathbf{Pd}^{t-1} + \varepsilon \cdot \Delta \mathbf{Pd} \quad t = 1, \dots, nt \quad (5.19)$$

$$\mathbf{Qd}^t = \mathbf{Qd}^{t-1} + \varepsilon \cdot \Delta \mathbf{Qd} \quad t = 1, \dots, nt \quad (5.20)$$

5.3 ANÁLISE DE CURTÍSSIMO PRAZO – ON LINE

5.3.1 Descrição

Para esta análise empregou-se a formulação do FPO anteriormente apresentada em conjunto com um algoritmo de decisão de entrada/saída do BC no sistema de modo que em uma primeira etapa se obtenha o valor de susceptância capacitiva necessária para o patamar simulado e em uma segunda etapa seja decidida a entrada/saída do BC.

Na etapa seguinte, assume-se o valor decidido de entrada/saída do BC, representado pelo valor total da susceptância capacitiva (capacitor ligado) ou por zero, na variável B^{k-1} da função objetivo de chaveamento e o FPO é novamente utilizado para levantar as condições do sistema com a operação do BC. Com essa estratégia de atualização da variável B^{k-1} o FPO buscará reduzir o chaveamento conforme a variação de demanda no decorrer do dia, considerando apenas os valores de operação do BC (ligado ou desligado).

A decisão de entrada/saída do BC é realizada comparando-se o valor médio da susceptância capacitiva com o seu valor acumulado no decorrer do dia. Caso o valor acumulado seja maior que o valor médio decide-se pela entrada do equipamento no sistema e caso contrário opta-se pelo desligamento do BC.

A Figura 5.1 resume os passos principais da metodologia ON LINE na qual calcula-se o valor otimizado da susceptância capacitiva, realiza-se o ajuste atualizando a susceptância B^{k-1} e por fim se obtém as susceptâncias para o próximo patamar de carga corrigindo-se os valores para as condições anteriormente simuladas.

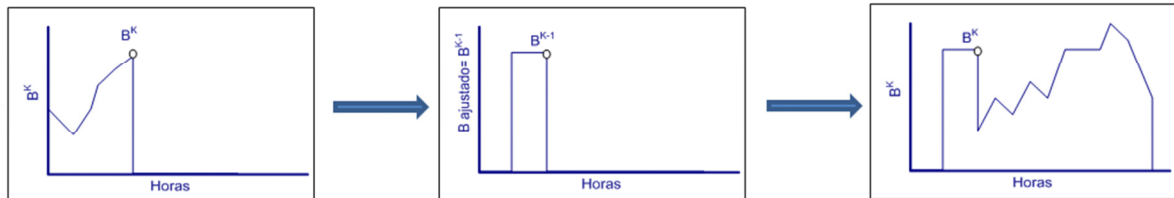


Figura 5.1 – Passos da metodologia on line

5.3.2 Algoritmo de Solução do FPOP ON LINE

Passo 1: Faça $k=0$, $\varepsilon^k = 0$, obtenha a solução ótima (z^k) para o problema via Método dos Pontos Interiores.

Passo 2: Preditor. Faça $\varepsilon^{k+1} = \varepsilon^k + \Delta\varepsilon^k$, com $\Delta\varepsilon^k$ pré-especificado, obtenha o ponto predito z^p de acordo com a equação 3.35 e vá ao Passo 3.

Passo 3: Para $i = 0$, faça $\mathbf{z}^i = \mathbf{z}^p$, enquanto a norma infinita de $\rho(\mathbf{z}^i, \varepsilon^p)$ for maior que a tolerância estabelecida (tol), resolva o sistema A.24, faça $\mathbf{z}^{i+1} = \mathbf{z}^i + \alpha \cdot \sigma \cdot \Delta \mathbf{z}^i$, atualize o parâmetro barreira, μ , de acordo com A.42 e faça $i=i+1$. Quando a norma infinita de $\rho(\mathbf{z}^i, \varepsilon^p)$ for menor que tol , faça $\mathbf{z}^{k+1} = \mathbf{z}^i$ e vá ao Passo 4.

Passo 4: Atualize o valor de b_i^{k+1} em zero (capacitor desligado) ou b_i^{max} (capacitor ligado), conforme a seguinte lógica:

Tabela 5.1 – Regras para Obtenção da entrada/saída do Capacitor On Line

Se	Então
$b_i^{k+1} < (b_i^{médio})^k$	$b_i^{k+1} = 0$
$b_i^{k+1} \geq (b_i^{médio})^k$	$b_i^{k+1} = b_i^{max}$

onde, $(b_i^{médio})^k$ o valor médio da susceptância capacitiva com o seu valor acumulado no decorrer do processo.

Passo 5: Se $\varepsilon < 1$, faça $k=k+1$ e retorne ao Passo 2. Se $\varepsilon = 1$, faça $k=k+1$. FIM: \mathbf{z}^k é a solução do problema para $\varepsilon = 1$.

5.4 – ANÁLISE DE PLANEJAMENTO – OFF LINE

Nesta análise também foi utilizada a metodologia do FPO parametrizado já mencionado para se obter os valores das susceptâncias capacitivas nos diversos patamares de carga ao longo do dia. Porém, primeiramente são levantadas as susceptâncias capacitivas para todos os patamares do dia e posteriormente são realizadas as decisões de entrada/saída dos BC utilizando os valores acumulados e médios das susceptâncias capacitivas para decisão de entrada/saída do BC.

A FIGURA 5.2 resume os passos principais da metodologia OFF LINE na qual calcula-se o primeiramente o valor otimizado da susceptância capacitiva para todos os

patamares e após esta otimização decide-se a respeito da entrada/saída dos BCs no sistema.

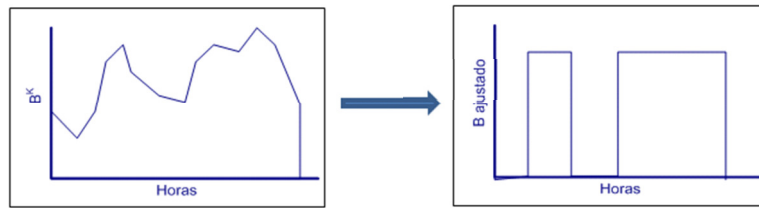


Figura 5.2 – Passos da metodologia off line

Através da Figura 5.1 e da FIGURA 5.2 pode-se perceber a diferença entre os passos das metodologias ON LINE e OFF LINE. Para o caso da metodologia OFF LINE primeiramente é realizada a otimização das susceptâncias capacitivas para todos os patamares simulados e posteriormente é que realiza-se a decisão sobre o chaveamento dos BCs. Já no caso da metodologia ON LINE a decisão de chaveamento é realizada imediatamente após o cálculo de cada susceptância capacitiva otimizada, de maneira que as otimizações das susceptâncias capacitivas dos patamares subsequentes já considerem as decisões de chaveamento do BCs.

5.4.1 Algoritmo de Solução do FPOP OFF LINE

Passo 1: Faça $k=0$, $\varepsilon^k = 0$, obtenha a solução ótima (\mathbf{z}^k) para o problema via Método dos Pontos Interiores.

Passo 2: Preditor. Faça $\varepsilon^{k+1} = \varepsilon^k + \Delta\varepsilon^k$, com $\Delta\varepsilon^k$ pré-especificado, obtenha o ponto predito \mathbf{z}^p de acordo com a equação 3.35 e vá ao Passo 3.

Passo 3: Para $i=0$, faça $\mathbf{z}^i = \mathbf{z}^p$, enquanto a norma infinita de $\rho(\mathbf{z}^i, \varepsilon^p)$ for maior que a tolerância estabelecida (tol), resolva o sistema A.24, faça $\mathbf{z}^{i+1} = \mathbf{z}^i + \alpha \cdot \sigma \cdot \Delta \mathbf{z}^i$, atualize o parâmetro barreira, μ , de acordo com A.42 e faça $i=i+1$. Quando a norma infinita de $\rho(\mathbf{z}^i, \varepsilon^p)$ for menor que tol , faça $\mathbf{z}^{k+1} = \mathbf{z}^i$ e vá ao Passo 4.

Passo 4: Se $\varepsilon < 1$, faça $k=k+1$ e retorne ao Passo 2. Se $\varepsilon = 1$, faça $k=k+1$ vá ao **Passo 5**.

Passo 5: Para cada k , ajuste a entrada/saída dos BC conforme a seguinte lógica:

TABELA 5.2 – Regras para Obtenção da entrada/saída do Capacitor Off Line

Se	Então
$b_i^k < (b_i^{médio})^k$	$b_i^k = 0$
$b_i^{k1} \geq (b_i^{médio})^k$	$b_i^k = b_i^{max}$

onde $(b_i^{médio})^k$ é o valor médio da susceptância capacitiva obtida pela soma das susceptâncias calculadas no decorrer do processo.

Passo 6: FIM.

5.5 AVALIAÇÃO DAS METODOLOGIA ON-LINE E OFF-LINE

A fim de se avaliar as metodologias ON LINE e OFF LINE, utiliza-se uma função de avaliação (FA), que avalia os seguintes aspectos: perdas elétricas, manutenção dos níveis de tensão nas barras do sistema e a minimização do número de chaveamentos dos BCs, ao longo de todo o intervalo de parametrização, conforme a seguinte equação:

$$FA = wp \cdot Perdas_{total} + wv \cdot (Violações\ dos\ Limites + Quedas) + wb \cdot Chaveamento_{total} \quad (5.21)$$

A seguir será visto individualmente cada uma das funções que compõem a função de avaliação.

5.5.1.1 Perdas de Potência Ativa

As perdas de potência ativa são calculadas para cada patamar individual com intervalo de 10 min. através dos valores de tensão obtidos pelo algoritmo de FPO. Uma vez

obtido os valores das perdas totais de potência ativa para cada patamar simulado é obtido o valor da energia total consumida pelas perdas durante o ano através da seguinte equação:

$$Energia = \sum_{k=1}^{144} \sum_{j=1}^3 Perdas_{kj} \cdot Dias_j \quad (5.22)$$

onde

k – corresponde aos 144 patamares com intervalo de 10min;

j – corresponde ao número de Dias Úteis, Sábados e Domingos e Feriados;

$Perdas_{kj}$ – perda de potência ativa correspondente à condição de carga k no dia j ;

$Dias_j$ – número de dias j no período de um ano.

A energia total consumida pelas perdas elétricas em um ano é obtida multiplicando a tarifa da energia vigente, considerado nas simulações o valor aproximado de 180,00 R\$/kWh.ano, obtendo-se assim o custo relativo às perdas de energia elétrica no alimentador no período de um ano como mostra a seguinte equação:

$$Custo_Perdas_total = wp \cdot Energia \cdot 180,00 \quad (5.23)$$

onde,

$Energia$ – energia total consumida pelas perdas durante um ano.

5.5.1.2 Chaveamentos dos BCs Automáticos

O número de chaveamentos obtido pela diferença entre os valores das susceptâncias capacitivas do instante atual b^k e do instante imediatamente anterior b^{k-1} :

$$Chaveamento_total = wb \cdot \sum_{k=1}^{144} \sum_{j=1}^3 \cdot Chaveamento_i^{k+1} \quad (5.24)$$

onde as Regras para Obtenção do número de chaveamento dos capacitores estão apresentadas na Tabela 5.3:

TABELA 5.3 – Regras para Obtenção do Número de Chaveamento dos Capacitores

Se	Então
$b_i^{k+1} - b_i^k = 0$	$Chaveamento_i^{k+1} = 0$
$b_i^{k+1} - b_i^k = 1$	$Chaveamento_i^{k+1} = 1$

5.5.1.3 Violações dos Limites de Tensão

A Resolução N° 505, de 26 de novembro de 2001 da ANEEL, determina que o sistema elétrico deve atender aos níveis de tensão de energia elétrica em regime permanente preestabelecidos, sendo que estes são fiscalizados e sujeitos a multas.

Desta forma, verifica-se as barras cujas magnitudes estão fora dos limites estabelecidos pela Resolução N° 505/2001, conforme as regras da Tabela 5.4.

Tabela 5.4 – Regras para Obtenção das Violações dos Limites de Tensão

Se	Então
$V_{\text{mínimo}} \leq V_{\text{barra}} \leq V_{\text{máximo}}$	$Violação_{\text{barra}} = 0$
$V_{\text{barra}} < V_{\text{mínimo}}$	$Violação_{\text{barra}} = V_{\text{mínimo}} - V_{\text{barra}}$
$V_{\text{barra}} > V_{\text{máximo}}$	$Violação_{\text{barra}} = V_{\text{barra}} - V_{\text{máximo}}$

onde

$$V_{\text{mínimo}} = 0,93 \text{ pu};$$

$$V_{\text{máximo}} = 1,05 \text{ pu}.$$

Uma vez obtido os valores das violações de tensão para cada patamar de carga, ou seja, o somatório das violações de tensão de todas as barras para cada condição, pode-se obter o valor de violação de tensão total do sistema durante todo um ano através da seguinte equação:

$$Violação = \sum_{i=1}^{144} \sum_{j=1}^3 Violação_{ij} \cdot Dias_j \quad (5.25)$$

onde

$Violação_{ij}$ – violação de tensão de todas as barras para a carga i no dia j .

A violação de tensão total para todas as barras e todas as condições no período de um ano é obtida multiplicando por um custo fixo de 114,16 R\$/V.ano, estimado de modo a ponderar adequadamente o peso da função em relação aos outros custos, obtendo-se assim o custo relativo às violações dos limites de tensão no alimentador no período de um ano como mostra a seguinte equação:

$$Custo_Violação_Tensão = Violação \cdot 114,16 \quad (5.26)$$

onde,

$Violação$ – violação de tensão total do sistema em um ano.

5.5.1.4 Violações das Quedas de Tensão

Conforme recomendações da (COPEL, 1996), existe um custo adicional quando existem quedas de tensão entre as barras da rede de distribuição e a barra inicial do alimentador maiores que 4%. Assim, quando essas diferenças de tensão entre as diversas barras e a barra inicial do alimentador excedem 4% em relação à barra inicial deve-se aplicar um custo adicional na FO relativo a esses desvios.

Desta forma, para cada patamar de carga, Pesada, Média e Leve, nos Dias Úteis, Sábados e Domingos/Feriados, buscam-se as barras que apresentam uma queda de tensão maior que 4% e aplica-se para essas barras a equação mostrada a seguir, somando os valores encontrados para as nove condições de carga (ELETRICITÉ DE FRANCE, s.d.):

$$Queda\ de\ Tensão = 1,144 \cdot VD \cdot \sum_{i=1}^{144} \sum_{j=1}^3 \{Horas_{ij} \cdot Dias_j \cdot \sum_{b \in \Phi} [(QT_{bij} - 4)^{1,45} \cdot P_{ij} \cdot CP_b]\} \quad (5.27)$$

onde

VD – valor do dólar;

b – barra com queda de tensão superior a 4%;

Φ – conjunto de barras com queda de tensão superior a 4%;

QT_{bij} – tensão na barra b referente ao patamar de carga i e dia da semana j ;

P_{ij} – porcentagem da carga pesada referente ao patamar de carga i e dia j ;

CP_b – valor da carga pesada na barra b .

Ressalta-se que para as simulações do VD foi utilizado o valor de R\$ 1,95.

O fluxograma apresentado na Figura 5.3 apresenta o encadeamento da metodologia proposta.

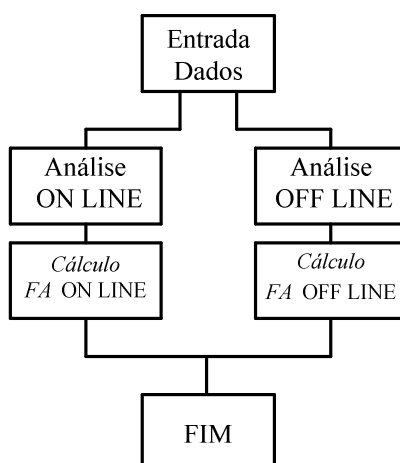


FIGURA 5.3 – FLUXOGRAMA GERAL DA METODOLOGIA

5.6 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Esse capítulo teve como objetivo apresentar a formulação matemática do problema do ajuste do controle das susceptâncias capacitivas em redes de distribuição.

No próximo capítulo serão apresentados os resultados para o sistema de 70 barras nas diversas configurações de curva de carga utilizadas.

CAPÍTULO 6 – RESULTADOS

6.1 INTRODUÇÃO

A seguir serão mostrados os parâmetros do sistema simulado e as curvas de carga utilizadas nas simulações, e posteriormente serão apresentadas as soluções obtidas para as diversas configurações utilizadas nas simulações.

6.2 SISTEMA DE 70 BARRAS

A Figura 6.1 mostra o sistema de 70 barras de Baran e Wu (1989) simulado onde a barra 1 é a barra da SE .

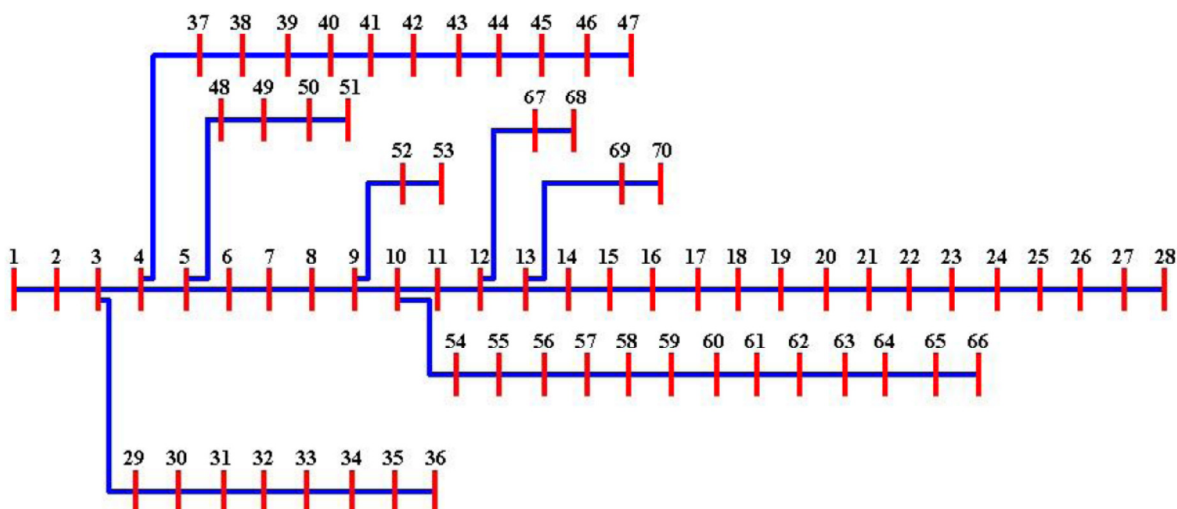


Figura 6.1 – Sistema de 70 Barras

Os dados referentes às potências ativas e reativas demandadas em cada barra e de impedância das linhas são apresentados no ANEXO C deste trabalho.

6.2.1 Curvas de Carga

Nas simulações realizadas foram utilizadas três curvas de cargas obtidas de Yamakawa (2007) que consideraram quatro parcelas de diferentes tipos de consumidores. Essas curvas de carga são apresentadas na Figura 6.4 (a,b e c).

a. Curva 1:

- 25% de consumidores residenciais baixa renda;
- 40% de consumidores residenciais média renda;
- 5% de consumidores residenciais alta renda;
- 30% de consumidores comércio e serviços.

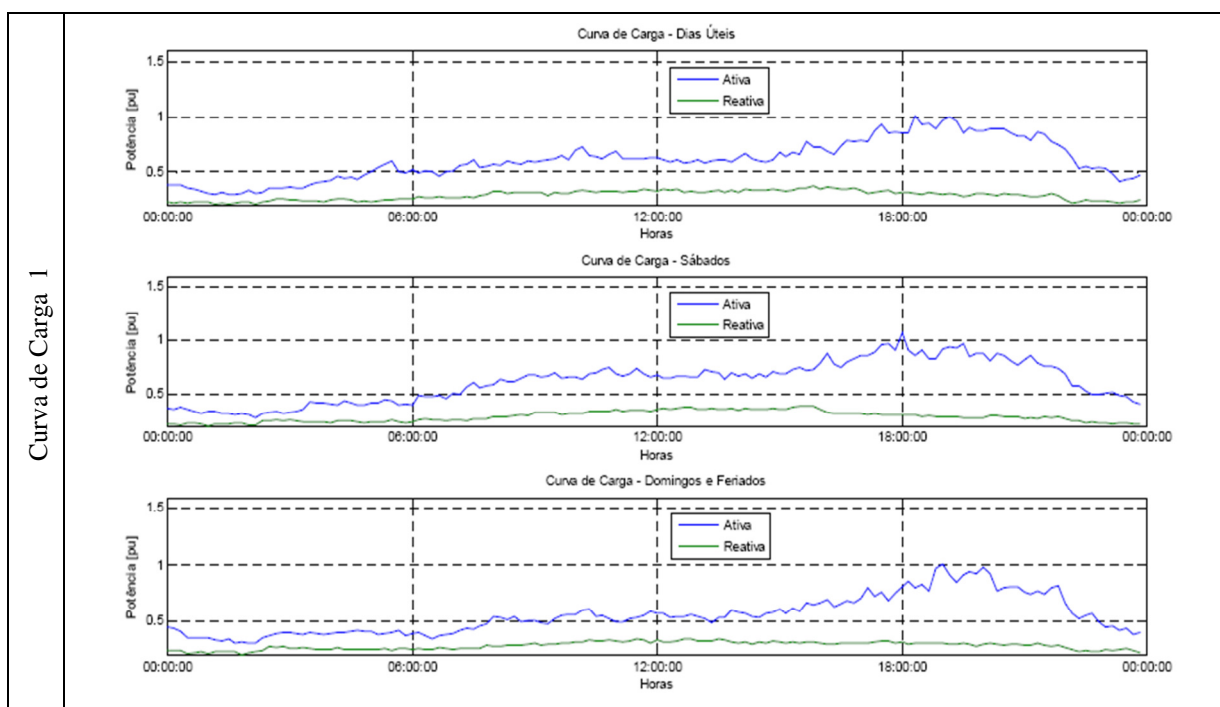


Figura 6.2 (a) – Curvas de Carga 1, 2 e 3 Respectivamente

b. Curva 2:

- 5% de consumidores residenciais baixa renda;
- 35% de consumidores residenciais média renda;
- 5% de consumidores residenciais alta renda;
- 55% de consumidores comércio e serviços.

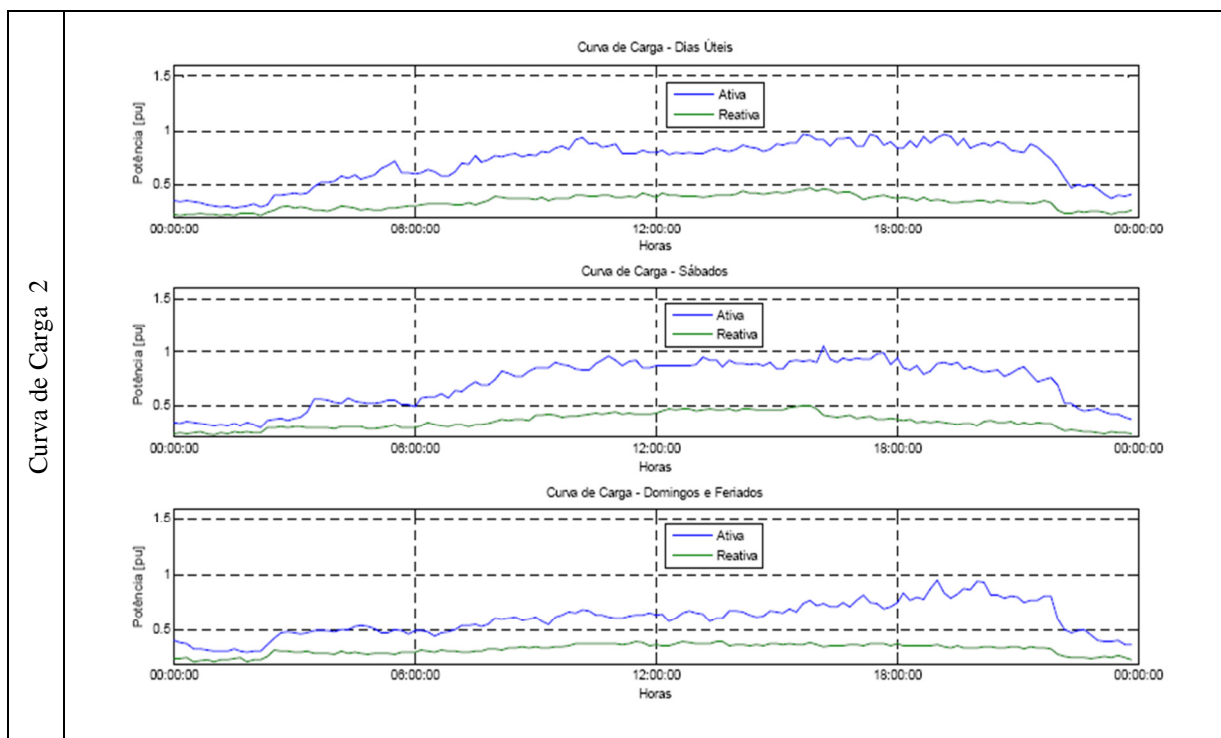


Figura 6.3 (b) – Curvas de Carga 1, 2 e 3 Respectivamente

c. Curva 3:

- 55% de consumidores residenciais baixa renda;
- 25% de consumidores residenciais média renda;
- 0% de consumidores residenciais alta renda;
- 20% de consumidores comércio e serviços.

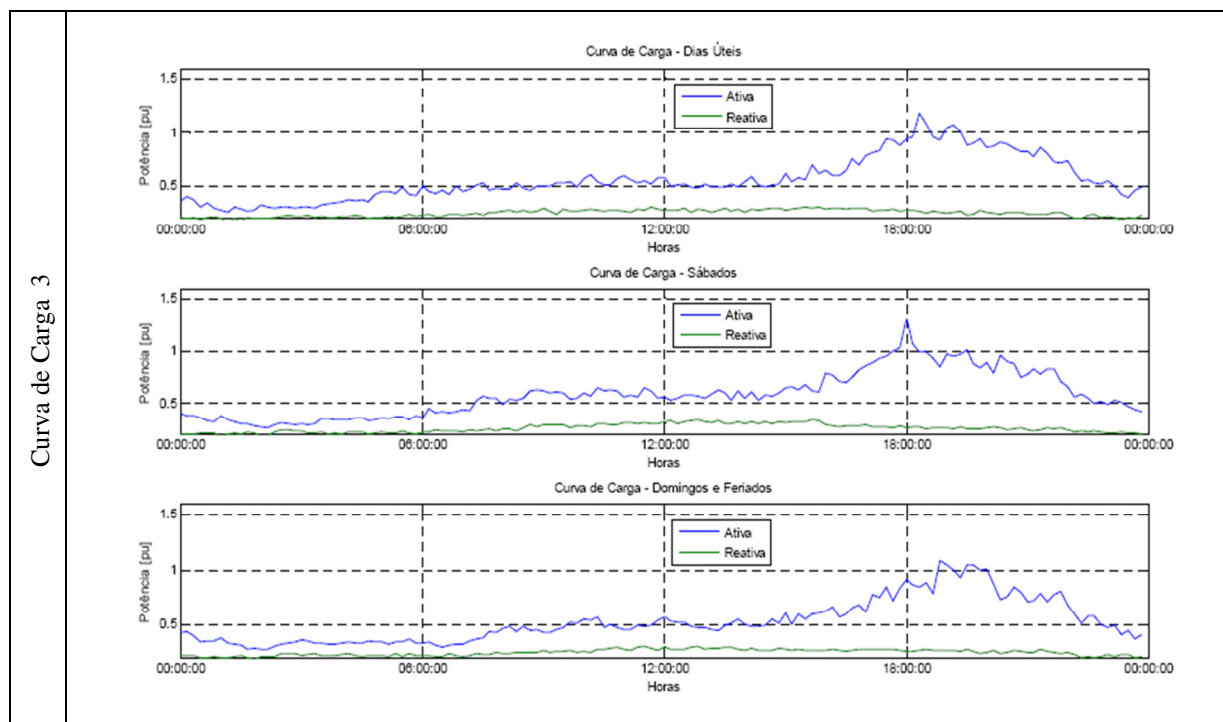


Figura 6.4 (c) – Curvas de Carga 1, 2 e 3 Respectivamente

6.3 SOLUÇÕES OBTIDAS

A seguir serão apresentadas primeiramente as soluções referentes à análise de sensibilidade quanto aos índices de ponderação da função objetivo do FPO parametrizado. Após esta análise serão estudadas com maior detalhamento as melhores soluções encontradas para as metodologias propostas de curtíssimo prazo (ON LINE) e de planejamento (OFF LINE).

6.3.1 Análise de Sensibilidade aos Índices de Ponderação da Função Objetivo

Esta análise tem por objetivo verificar o desempenho das metodologias de curtíssimo prazo (ON LINE) e de planejamento (OFF LINE) de acordo com a variação dos índices de ponderação de minimização do chaveamento dos BCs automáticos previamente alocados (w_b), minimização dos desvios de tensão nas barras (w_v) e minimização das perdas elétricas do sistema (w_p).

As simulações foram realizadas para as três curvas de carga anteriormente apresentadas considerando uma configuração de BCs automáticos já utilizada na literatura em Yamakawa (2007) composta de três BCs automáticos alocados nas barras 13, 48 e 58. A potência utilizada para os BCs das barras 13 e 48 foi de 600 kvar e a potência utilizada para o BC da barra 58 foi de 900 kvar. A Tabela 6.1 mostra os índices de ponderação utilizados nas simulações.

TABELA 6.1 – Codificação das Condições de Simulação

Cód.[W]	w_b	w_v	w_p	Cód.[W]	w_b	w_v	w_p
1	0,0	0,0	1,0	9	1,0	0,1	1,0
2	0,0	0,1	1,0	10	1,0	0,8	1,0
3	0,1	0,1	1,0	11	1,0	1,0	1,0
4	0,1	5,0	1,0	12	1,0	5,0	1,0
5	0,2	0,1	1,0	13	2,0	0,0	1,0
6	0,3	0,3	1,0	14	2,0	2,0	1,0
7	0,5	0,1	1,0	15	2,0	5,0	1,0
8	1,0	0,0	1,0				

O tempo médio computacional obtido para as simulações da metodologia OFF LINE foi de cerca de 2min enquanto que para a metodologia ON LINE foi de 10min. Essa diferença de tempo decorre principalmente pela forma como é realizado o carregamento de dados na metodologia ON LINE, uma vez que, para cada novo patamar os dados são reinicializados.

Na Tabela 6.2 são apresentados os resultados das simulações realizadas para a Curva de Carga 1 contendo os valores anuais de perdas de energia, custo das perdas de energia, custo das quedas de tensão, custo das violações de tensão e o valor total dos custos mencionados.

Tabela 6.2 – Análise de Sensibilidade – Curva de Carga 1

Nº da Simulação	Controle	W	Curva de Carga 1				
			Perdas [MWh]	Perdas [mi R\$]	Quedas Tensão [mi R\$]	Violações Tensão [mi R\$]	TOTAL [mi R\$]
1	OFF LINE	1	571,29	102,83	21,91	0,01	124,74
2	OFF LINE	8	620,28	111,65	28,08	0,01	139,75
3	OFF LINE	13	665,37	119,77	36,44	0,16	156,37
4	OFF LINE	2	574,51	103,41	21,36	0,01	124,78
5	OFF LINE	9	619,90	111,58	27,93	0,01	139,53
6	OFF LINE	7	607,60	109,37	25,79	0,01	135,17
7	OFF LINE	5	584,66	105,24	22,59	0,01	127,84
8	OFF LINE	3	574,14	103,35	21,84	0,01	125,20
9	OFF LINE	4	573,20	103,18	21,39	0,01	124,57
10	OFF LINE	6	589,43	106,10	23,05	0,01	129,16
11	OFF LINE	11	604,56	108,82	25,17	0,01	134,00
12	OFF LINE	12	574,07	103,33	21,47	0,01	124,81
13	OFF LINE	14	665,37	119,77	36,44	0,16	156,37
14	ON LINE	9	638,49	114,93	32,83	0,16	147,92
15	ON LINE	10	614,51	110,61	28,91	0,10	139,62
16	ON LINE	15	580,85	104,55	21,86	0,01	126,42
17	ON LINE	1	573,71	103,27	26,43	1,51	131,21
18	ON LINE	9	628,28	113,09	36,22	2,16	151,47
19	ON LINE	3	635,03	114,31	32,53	0,12	146,95
20	ON LINE	4	885,90	159,46	8,70	0,00	168,16
21	ON LINE	2	597,48	107,55	33,70	2,04	143,29

Na Tabela 6.3 são apresentados os resultados das simulações realizadas para a Curva de Carga 2 contendo os valores anuais de perdas de energia, custo das perdas de energia, custo das quedas de tensão, custo das violações de tensão e o valor total dos custos mencionados.

Tabela 6.3 – Análise de Sensibilidade – Curva de Carga 2

Nº da Simulação	Controle	W	Curva de Carga 2				
			Perdas [MWh]	Perdas [mi R\$]	Quedas Tensão [mi R\$]	Violações Tensão [mi R\$]	TOTAL [mi R\$]
1	OFF LINE	1	735,95	132,47	43,56	0,00	176,03
2	OFF LINE	8	817,91	147,22	57,78	0,12	205,13
3	OFF LINE	13	839,01	151,02	61,78	0,17	212,97
4	OFF LINE	2	734,41	132,19	43,27	0,00	175,46
5	OFF LINE	9	799,01	143,82	54,19	0,03	198,04
6	OFF LINE	7	784,83	141,27	51,46	0,00	192,74
7	OFF LINE	5	760,11	136,82	46,86	0,00	183,69
8	OFF LINE	3	750,83	135,15	45,45	0,00	180,60
9	OFF LINE	4	737,02	132,66	43,27	0,00	175,93
10	OFF LINE	6	760,11	136,82	46,86	0,00	183,69
11	OFF LINE	11	751,12	135,20	44,87	0,00	180,08
12	OFF LINE	12	737,08	132,67	43,31	0,00	175,99
13	OFF LINE	14	839,01	151,02	61,78	0,17	212,97
14	ON LINE	9	819,68	147,54	59,93	0,30	207,77
15	ON LINE	10	784,82	141,27	52,81	0,15	194,23
16	ON LINE	15	737,00	132,66	43,31	0,00	175,98
17	ON LINE	1	756,64	136,20	51,97	3,19	191,36
18	ON LINE	9	768,48	138,33	54,71	3,42	196,46
19	ON LINE	3	813,10	146,36	59,30	0,19	205,85
20	ON LINE	4	1003,07	180,55	17,75	0,00	198,30
21	ON LINE	2	797,84	143,61	64,49	4,23	212,33

Na Tabela 6.4 são apresentados os resultados das simulações realizadas para a Curva de Carga 3 contendo os valores anuais de perdas de energia, custo das perdas de energia, custo das quedas de tensão, custo das violações de tensão e o valor total dos custos mencionados.

Tabela 6.4 – Análise de Sensibilidade – Curva de Carga 3

Nº da Simulação	Controle	W	Curva de Carga 3				
			Perdas [MWh]	Perdas [mi R\$]	Quedas Tensão [mi R\$]	Violações Tensão [mi R\$]	TOTAL [mi R\$]
1	OFF LINE	1	526,97	94,85	25,02	0,17	120,04
2	OFF LINE	8	596,77	107,42	32,43	0,29	140,14
3	OFF LINE	13	610,60	109,91	35,02	0,42	145,35
4	OFF LINE	2	527,24	94,90	24,76	0,17	119,83
5	OFF LINE	9	594,96	107,09	32,43	0,29	139,81
6	OFF LINE	7	584,45	105,20	30,90	0,22	136,32
7	OFF LINE	5	562,20	101,20	27,38	0,17	128,74
8	OFF LINE	3	540,82	97,35	25,67	0,17	123,18
9	OFF LINE	4	533,20	95,98	24,76	0,17	120,91
10	OFF LINE	6	564,80	101,66	27,55	0,17	129,38
11	OFF LINE	11	557,18	100,29	26,33	0,17	126,79
12	OFF LINE	12	532,54	95,86	24,80	0,17	120,82
13	OFF LINE	14	610,60	109,91	35,02	0,42	145,35
14	ON LINE	9	581,83	104,73	33,61	0,33	138,67
15	ON LINE	10	564,29	101,57	30,15	0,25	131,98
16	ON LINE	15	535,26	96,35	25,01	0,17	121,52
17	ON LINE	1	523,42	94,22	29,17	1,77	125,16
18	ON LINE	9	539,01	97,02	31,29	1,92	130,23
19	ON LINE	3	582,81	104,91	32,86	0,35	138,12
20	ON LINE	4	843,58	151,84	12,75	0,00	164,60
21	ON LINE	2	544,36	97,99	35,17	2,20	135,36

Dentre as simulações realizadas para curva de carga 1 o menor custo total obtido para metodologia OFF LINE foi na simulação de número nove e para metodologia ON LINE a simulação número dezesseis. Porém, os resultados referentes a essas simulações não possuem significado concreto, uma vez que, a estratégia de ponderação da função objetivo deverá ser adequada conforme os interesses da concessionária em questão.

Para fins de comparação entre as metodologias ON LINE e OFF LINE adotou-se a contabilização dos custos em intervalos anuais. Assim, pode-se quantificar o desempenho em condições de simulação iguais. Porém, devido ao grande número de simulações obtidas restringiu-se esta comparação apenas para as duas simulações de menor custo total dentre as simuladas, a simulação OFF LINE de número nove e a simulação ON LINE de número dezesseis.

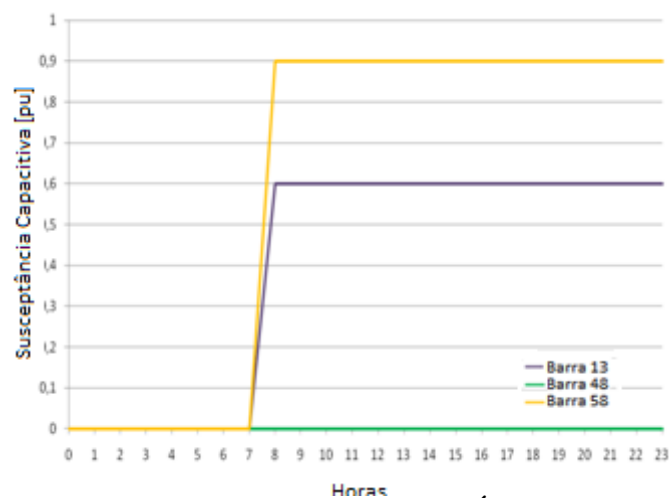
Na seção a seguir será visto um maior detalhamento a respeito destas duas simulações.

6.3.2 Análise Comparativa do Controle dos BCs

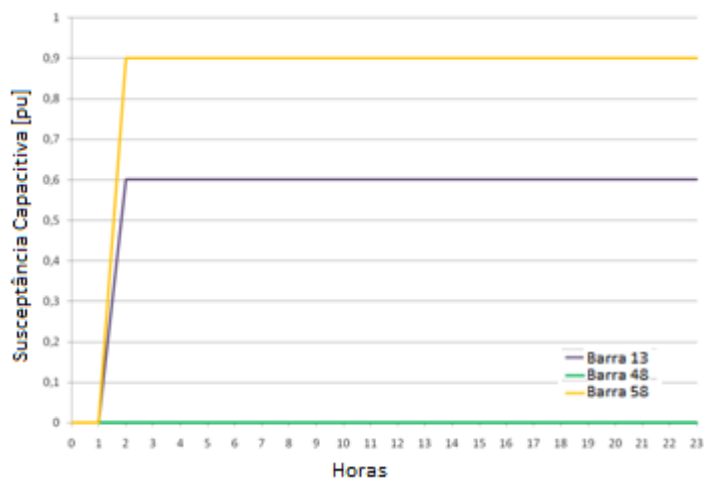
6.3.2.1 *Curvas de Controle dos BCs*

A seguir serão apresentados os resultados referentes ao ajuste do controle dos chaveamentos dos BCs realizado pelas simulações das metodologias ON LINE (simulação número dezesseis) e OFF LINE (simulação número dez) anteriormente selecionadas. Nos resultados serão utilizadas as simulações de carga de dias úteis, sábados domingos e feriados mostrados em Yamakawa (2007).

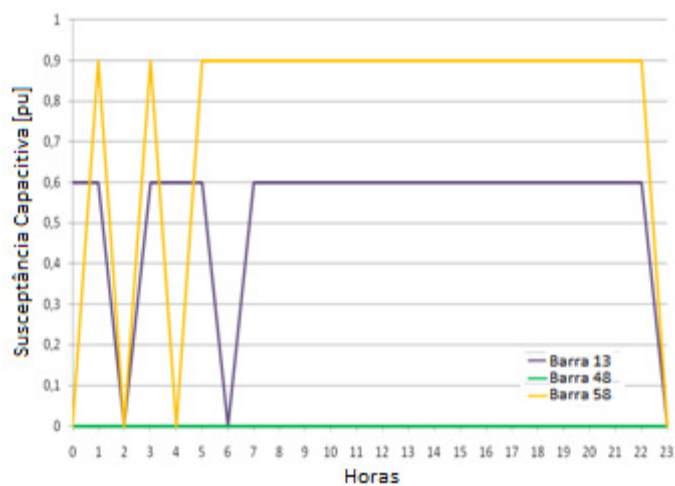
As diferenças do ajuste de chaveamentos das metodologias ON LINE e OFF LINE são apresentadas lado a lado na FIGURA 6.5, na FIGURA 6.6 e na FIGURA 6.7. Cada figura contém os chaveamentos dos BCs automáticos previamente alocados nas barras 13, 48 e 58 do sistema de 70 barras.



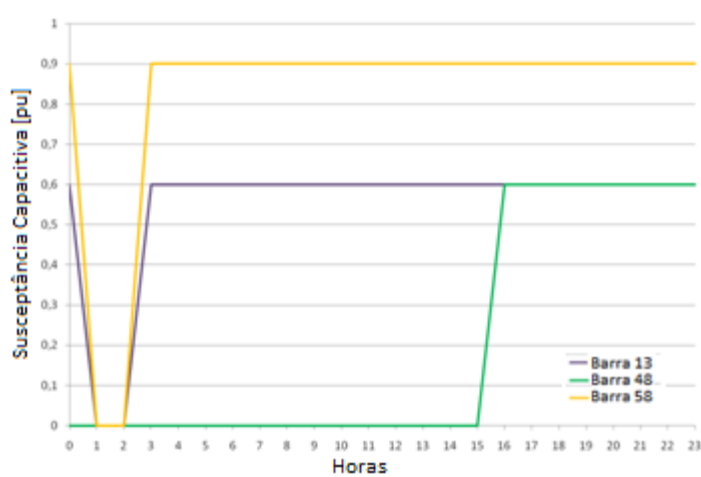
ON LINE – Curva 1 – Dias Úteis



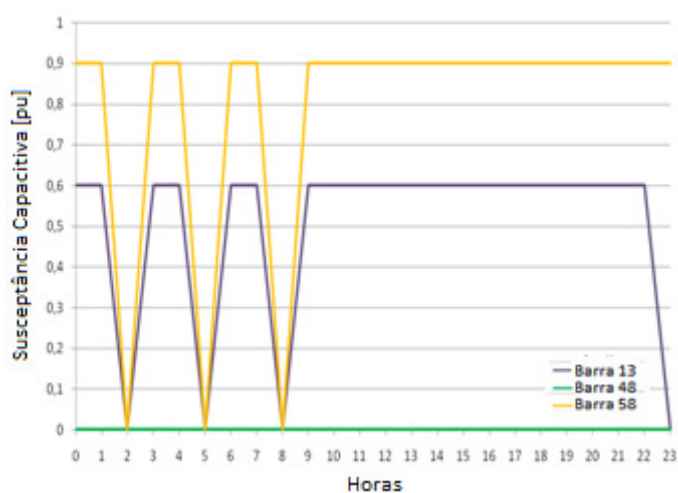
OFF LINE – Curva 1 – Dias Úteis



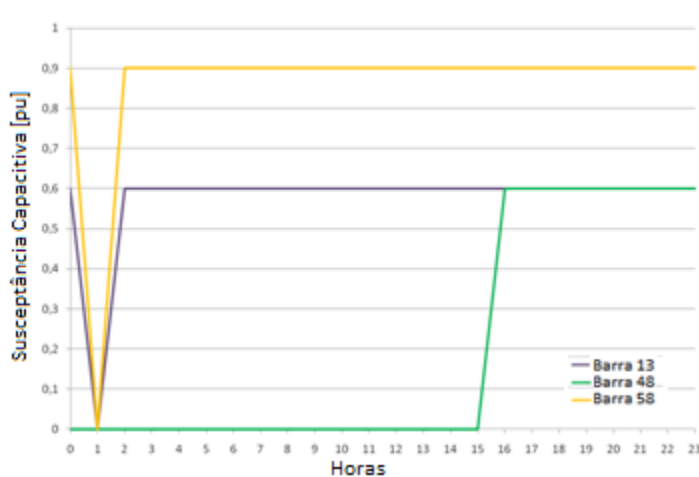
ON LINE – Curva 1 – Sábados



OFF LINE – Curva 1 – Sábados

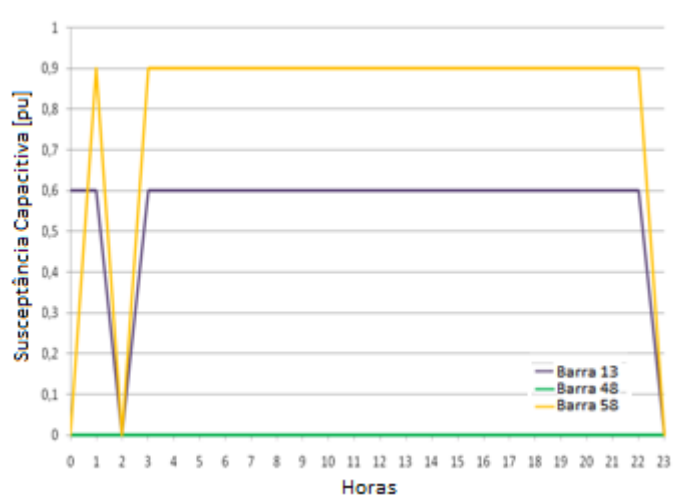


ON LINE – Curva 1 – Domingos e Feriados

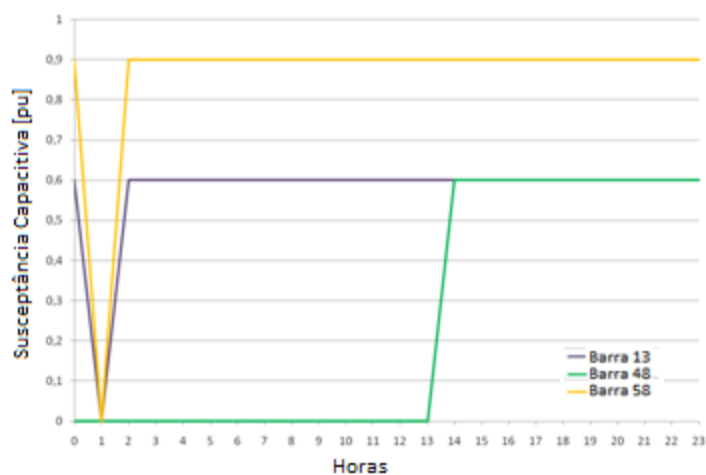


OFF LINE – Curva 1 – Domingos e Feriados

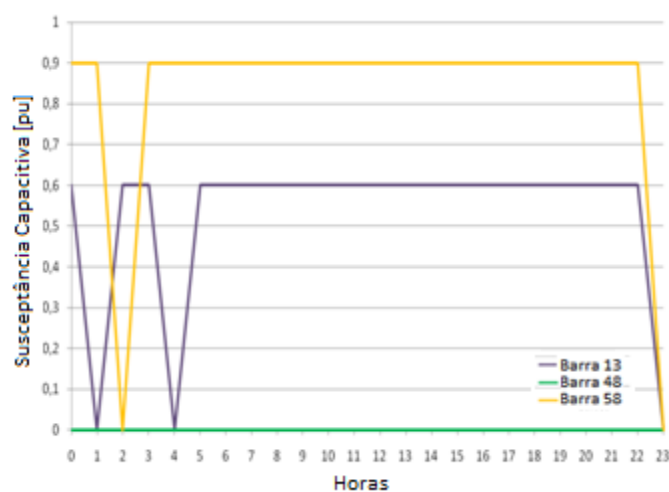
Figura 6.5 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 1



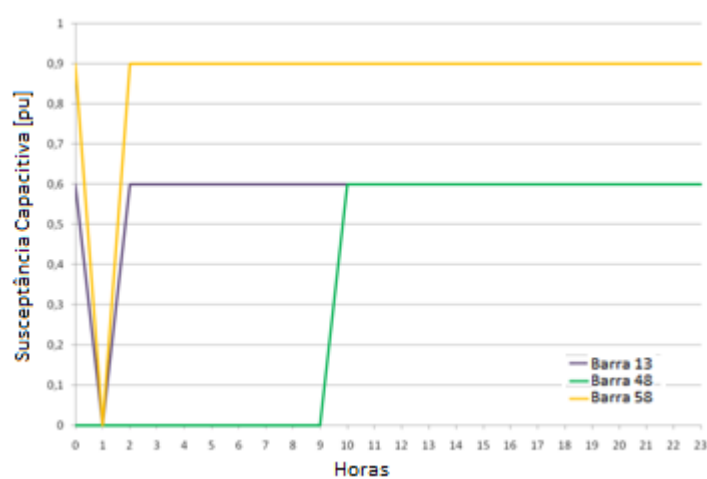
ON LINE – Curva 2 – Dias Úteis



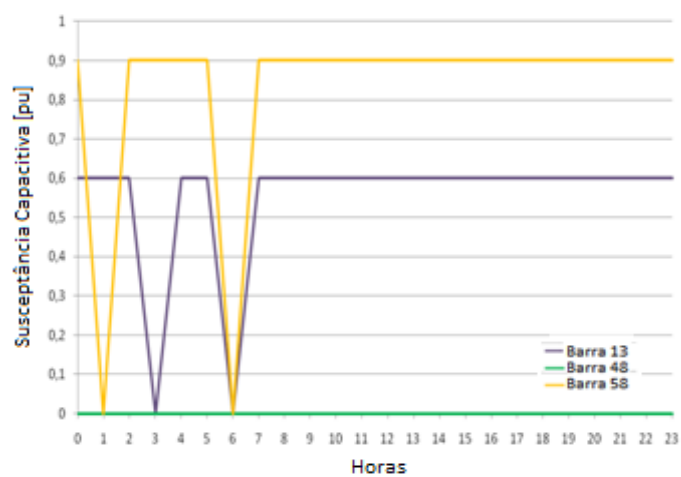
OFF LINE – Curva 2 – Dias Úteis



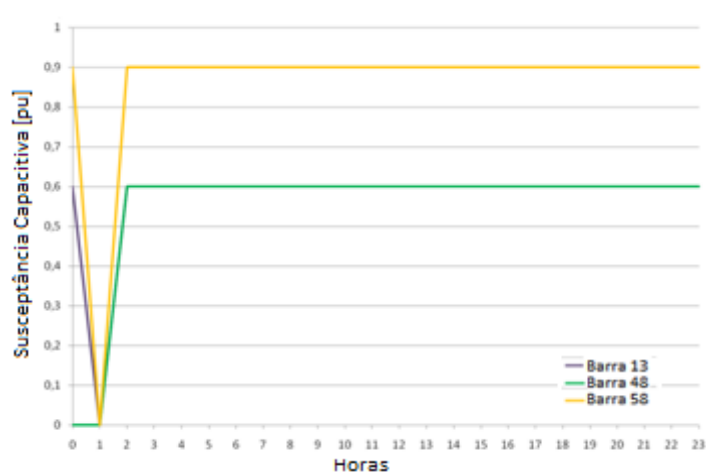
ON LINE – Curva 2 – Sábados



OFF LINE – Curva 2 – Sábados

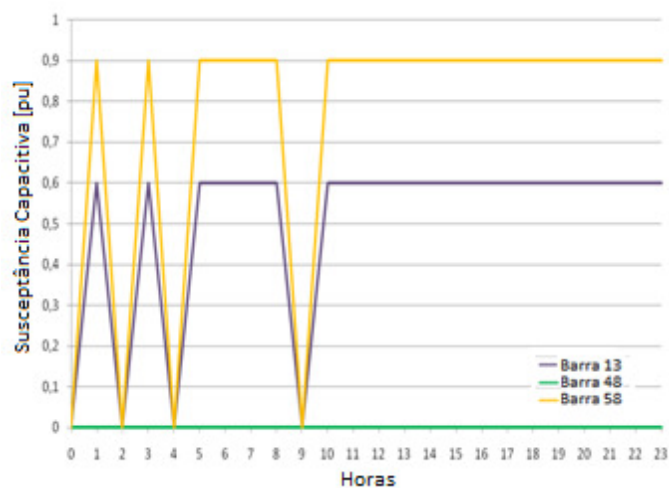


ON LINE – Curva 2 – Domingos e Feriados

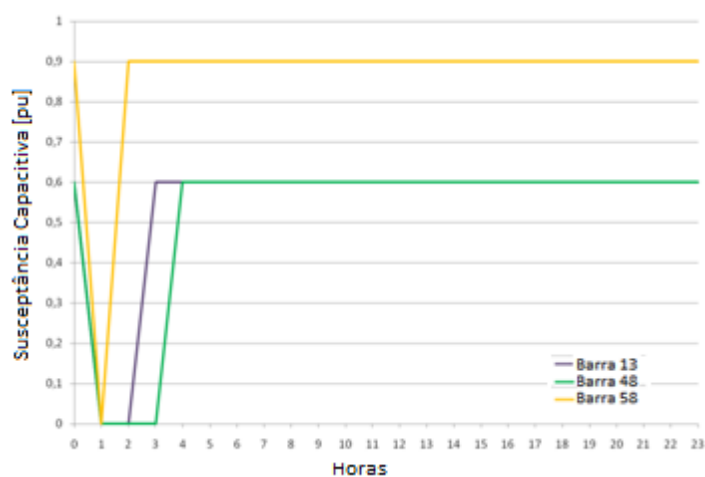


OFF LINE – Curva 2 – Domingos e Feriados

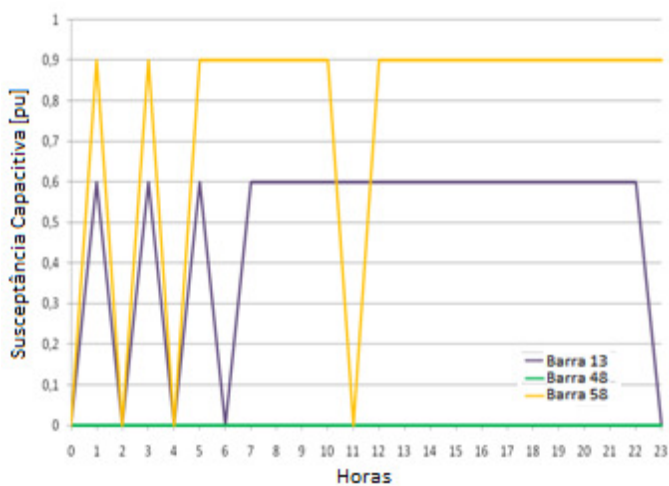
Figura 6.6 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 2



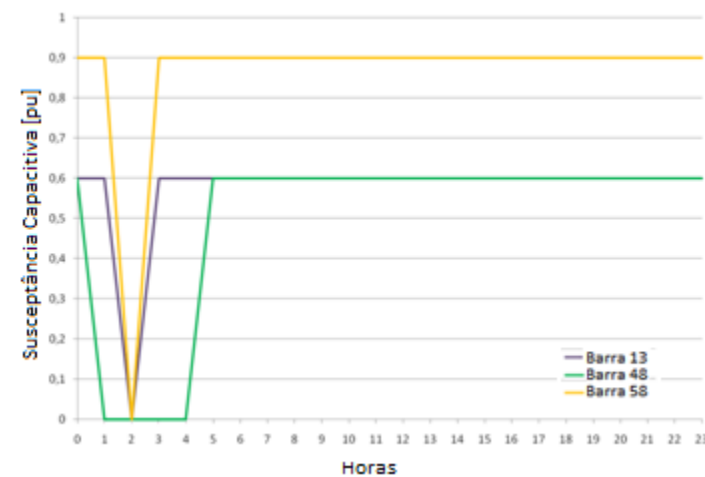
ON LINE – Curva 3 – Dias Úteis



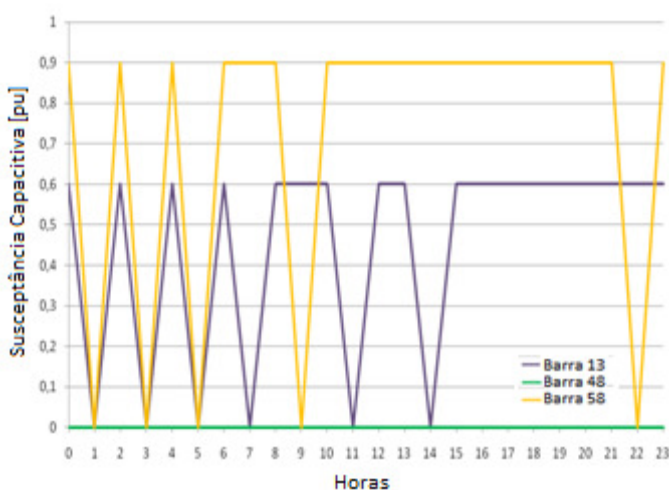
OFF LINE – Curva 3 – Dias Úteis



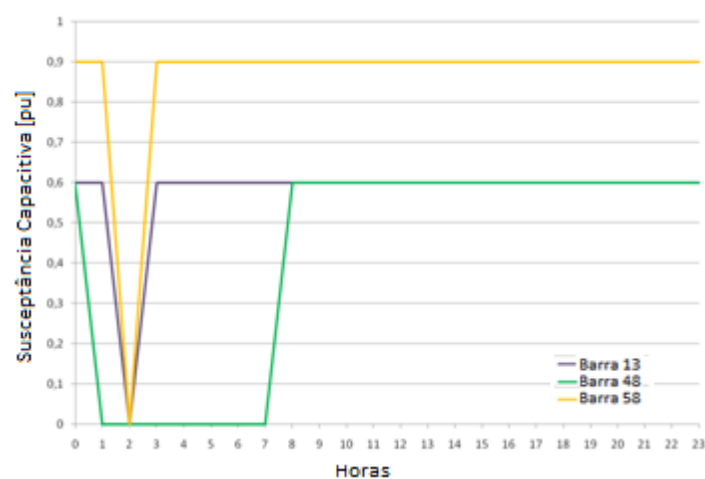
ON LINE – Curva 3 – Sábados



OFF LINE – Curva 3 – Sábados



ON LINE – Curva 3 – Domingos e Feriados



OFF LINE – Curva 3 – Domingos e Feriados

Figura 6.7 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 3

Nestas simulações ambas as técnicas foram sensibilizadas pelas diferentes curvas de carga não necessitando de ajustes suplementares conforme as variações de comportamento da carga. Através desta análise gráfica pode-se observar a quantidade inferior de operações dos BCs da metodologia OFF LINE para praticamente todos os casos avaliados quando em comparação com os casos equivalentes da metodologia ON LINE, o que resulta no menor desgaste dos componentes e consequentemente a extensão da vida útil do equipamento.

Além de obter um número inferior de operações a metodologia OFF LINE propiciou uma redução de perdas elétricas da ordem de 20,9% enquanto que a metodologia ON LINE obteve um valor ligeiramente inferior, 19,6%.

A Tabela 6.5 resume os resultados das simulações 9 e 16 para as três curvas de carga. Com relação à manutenção dos limites de tensão pode-se notar que os custos referentes às quedas de tensão foram inferiores na metodologia OFF LINE e os custos referentes à violação dos limites de tensão não sofreram alteração significativa. Porém, vale a pena ressaltar que apesar da metodologia ON LINE obter desempenho ligeiramente inferior a OFF LINE, as vantagens desta metodologia estão na avaliação de entrada/saída do BC no horizonte de curtíssimo prazo.

Tabela 6.5 – Análise de Sensibilidade – Curva de Carga 1, 2 e 3

Nº da Simulação	Controle	W	Perdas [MWh]	Perdas [mi R\$]	Quedas Tensão [mi R\$]	Violações Tensão [mi R\$]	TOTAL [mi R\$]
Curva de Carga 1							
9	OFF LINE	4	573,20	103,18	21,39	0,01	124,57
16	ON LINE	15	580,85	104,55	21,86	0,01	126,42
Curva de Carga 2							
9	OFF LINE	4	737,02	132,66	43,27	0,00	175,93
16	ON LINE	15	737,00	132,66	43,31	0,00	175,98
Curva de Carga 3							
9	OFF LINE	4	533,20	95,98	24,76	0,17	120,91
16	ON LINE	15	535,26	96,35	25,01	0,17	121,52

Na próxima seção serão analisadas as perdas de energia, o perfil e as quedas de

tensão com a entrada dos BCs. Porém, devido às diferentes condições de carga e ao patamar horário adotado nas simulações optou-se pela comprovação dos resultados referentes à nona hora da terceira curva de domingos e feriados. Esta decisão foi tomada de modo a escolher um patamar em que ocorressem chaveamentos divergentes entre as duas metodologias, enfatizando as diferenças decorrentes das diferentes decisões de chaveamento das técnicas ON LINE e OFF LINE. Para tanto optou-se pelos resultados da terceira curva de carga que devido a maior frequência de chaveamentos facilita a ocorrência desta decisão de chaveamentos divergentes entre as técnicas simuladas.

6.3.2.2 Perfil de Tensão e Quedas de Tensão

Nesta seção são apresentadas as curvas comparativas do perfil e das quedas de tensão das simulações de número nove (OFF LINE) e de número dezesseis (ON LINE). As condições de simulação utilizadas para esta apresentação referem-se aos resultados para a nona hora da curva de carga três nos domingos e feriados. É também juntamente plotada com as curvas das simulações nove e dezesseis a condição sem a alocação de BCs para efeito comparativo. Os resultados desta simulação sem alocação é apresentado na a seguir:

Tabela 6.6 – Análise de Sensibilidade – Curva de Carga 3

Curva de Carga 3				
Perdas [MWh]	Perdas [mi R\$]	Quedas Tensão [mi R\$]	Violações Tensão [mi R\$]	TOTAL [mi R\$]
656,04	118,09	45,31	0,00	163,40

Na Figura 6.8 é apresentado o comparativo do perfil da tensão para as 70 barras do sistemas no nono patamar para a terceira curva de carga dos domingos e feriados. Nela observa-se que o controle da metodologia ON LINE é capaz de manter melhor o perfil da tensão em comparação com a técnica OFF LINE.

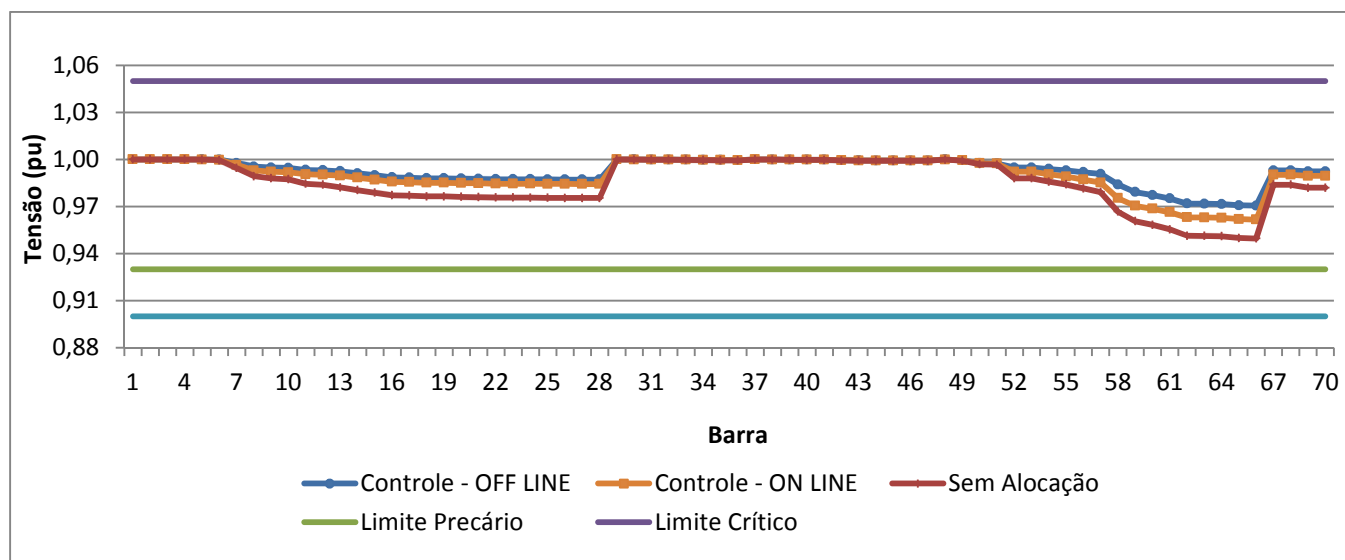


Figura 6.8 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 3

Na Figura 6.9 é apresentado o comparativo da queda de tensão para as 70 barras do sistemas no nono patamar para a terceira curva de carga dos domingos e feriados. Observa-se nas barras ao final do alimentador que as quedas de tensão são superiores a quatro por cento. Nesta mesma localização percebe-se que o desempenho obtido pela técnica ON LINE atua próximo a contabilização de custos devidos à queda de tensão enquanto que a técnica OFF LINE obtém um desempenho com cerca de um por cento de margem de segurança para não contabilização destes custos.

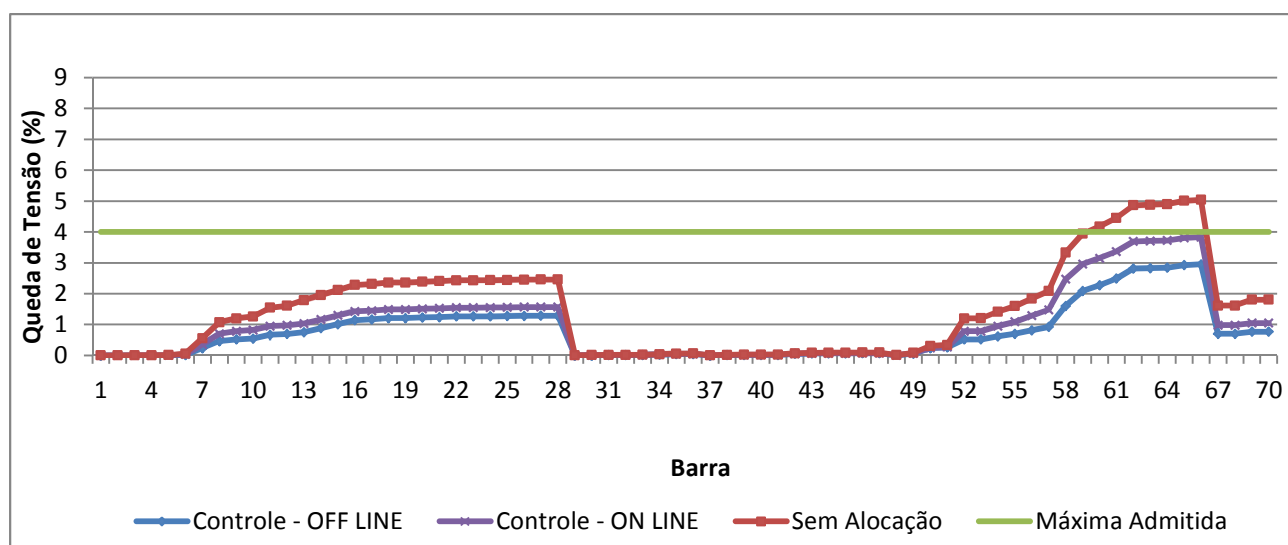


Figura 6.9 – Comparativo do Ajuste do Chaveamento Para Curva de Carga 3

Para região referente ao início do alimentador, que compreende o intervalo entre as barras 6 e 30 aproximadamente, ambas as técnicas resultam em comportamentos bastante semelhantes no que diz respeito ao perfil e a queda de tensão.

Basicamente, conclui-se pelo resultados que a metodologia OFF LINE, pela característica de análise prévia das susceptâncias otimizadas no sistema, permite um ajuste de melhor qualidade em comparação com a metodologia ON LINE. Esta característica implica num menor número de chaveamentos do equipamento e na obtenção de menores custos de infrações de limites de tensões e custo de perdas elétricas do sistema.

6.4 CONSIDERAÇÕES FINAIS DO CAPÍTULO

Esse capítulo teve como objetivo apresentar as soluções encontradas para o problema de ajuste do chaveamento de BCs nas metodologias propostas de análise de curtíssimo prazo (ON LINE) e análise de planejamento (OFF LINE).

Em decorrência da sensibilidade das metodologias quanto à variação dos índices de ponderação buscou-se neste trabalho quantificar o impacto destas variações nas diferentes simulações realizadas e então comparar apenas os resultados de menor custo global simulados de cada metodologia.

Apesar do grande número de simulações realizadas a gama de variação de ponderação pode requerer o auxílio de outra metodologia de otimização como apoio para obtenção da melhor solução global. Este tipo de análise também depende da avaliação da concessionária quanto aos interesses de otimização do sistema.

CAPÍTULO 7 - CONCLUSÕES

7.1 CONCLUSÕES

A determinação do tipo de controle e do ajuste do controle pode complementar a solução do problema de alocação de BCs em sistemas de distribuição promovendo melhorias adicionais para a concessionária de energia e para qualidade dos serviços por ela prestados.

O foco deste trabalho foi o desenvolvimento de uma metodologia de controle e ajuste do controle de chaveamentos de BCs, assumindo a alocação prévia destes dispositivos na rede de distribuição, de forma a atuar conforme as variações de carga nos barramentos dos alimentadores de distribuição.

O método utilizado foi baseado no fluxo de potência ótimo paramétrico, com o qual buscou-se parametrizar a carga de forma a possibilitar o ajuste dos chaveamentos dos BCs com auxílio da implementação de uma função de minimização do chaveamento do equipamento. Através do uso desta metodologia em duas formas de análise, uma ON LINE e uma OFF LINE, verificaram-se os benefícios propiciados pelo controle dos reativos, tais como a redução das perdas elétricas nos alimentadores de distribuição e a manutenção dos níveis de tensão, representado pelos custos de violação dos limites de tensão e pelos custos de quedas de tensão.

A metodologia OFF LINE, pela característica de análise prévia das susceptâncias otimizadas no sistema, permite um ajuste de melhor qualidade, já esperado, em comparação com a metodologia ON LINE. Esta característica implica num menor número de chaveamentos do equipamento e na obtenção de menores custos de infrações de limites de tensões e custo de perdas elétricas do sistema.

Apesar da pequena diferença entre as técnicas de ajuste, ambas foram capazes de responder conforme diferentes variações de cargas na rede, representadas nas simulações por três curvas de carga distintas, compostas por dados de consumidores reais discretizados

em intervalos de 10 min.

Atualmente, as Concessionárias de distribuição que aplicam bancos de capacitores automáticos optam pelo controle tempo-tensão, uma vez que o controle por corrente encarece o produto por necessitar de Transformadores de Corrente (TCs). E ainda, deve-se ressaltar que os dispositivos de controle não foram melhorados nas últimas décadas, apresentando custo elevado de aquisição e de instalação.

O método OFF LINE apresentado neste trabalho têm foco principal em auxiliar o operador da rede de distribuição na tomada de decisões quanto ao planejamento do plano de operação dos BCs, permitindo adequar os interesses de otimização da concessionária com a extensão da vida útil do equipamento. Em contrapartida, para a metodologia ON LINE vislumbra-se seu uso em um possível controlador baseado na leitura das demandas do sistema em tempo real para otimização do chaveamento, das perdas elétricas e do controle da tensão, porém talvez o custo para desenvolvimento deste sistema devesse ser cuidadosamente avaliado.

7.2 SUGESTÕES DE TRABALHOS FUTUROS

Em desenvolvimentos futuros vislumbra-se a verificação de viabilidade de implantação da técnica ON LINE em um controlador real, bem como, um estudo detalhado de funções de avaliação para decisão de entrada/saída dos BCs otimizados, ou até mesmo uma técnica inteligente para otimização da mesma. Adicionalmente, sugere-se o estudo de uma função de retardo para a decisão de entrada/saída dos BCs com objetivo de reduzir o número total de chaveamentos da metodologia ON LINE.

Finalmente, sugere-se também o estudo de utilização de técnicas inteligentes para otimização das ponderações da função objetivo, a inclusão de um custo aproximado do chaveamento dos BCS (uma vez que a determinação ideal desta ponderação interfere diretamente na função objetivo do problema) e a avaliação do fator de potência.

REFERÊNCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- ALCÂNTARA, M. V. P.; SILVA, L. C. P.; 2005. Efeitos de Cargas Dependentes da Tensão na Alocação Otimizada de Bancos de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica. *Anais do VII Simpósio Brasileiro de Automação Inteligente*, São Luís, MA.
- ALMEIDA, K. C.; 1994. A General Parametric Optimal Power Flow. Montreal, Canada. Thesis (Doctor of Philosophy). McGill University, Department of Electrical Engineering, October.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2001. *Condições Gerais de Fornecimento de Energia Elétrica*, Resolução ANEEL N° 456. Brasília, DF.
- AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA; 2001. 26 de Novembro de 2001. ANEEL No 505. Brasília, DF.
- BAE, Y. G.; 1978. Analytical Method of Capacitor Allocation on Distribution Primary Feeders. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, Vol. 97, No. 11, p. 1232-1238.
- BARAN, M. E. E.; WU, F. F.; 1989. Optimal Capacitor Placement on Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, No. 1, p. 725-734.
- BEÊ, R.T.; 2007. *Alocação de Bancos de Capacitores em Sistema de Distribuição de Energia Elétrica Utilizando Algoritmos Genéticos*. Curitiba. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.
- BREMERMANN, L. E.; 2008. Controle Fuzzy Volt/Var Em Sistemas de Distribuição. Porto Alegre, RS. Dissertação (Programa de Pós Graduação Em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Rio Grande do Sul.
- BURCHETT, R.C.; HAPP, H. H.; VIERTH, D. R.; WIRGAU, K. A. A.; 1984. Quadratically Convergent Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, vol. 103, n. 11 (Nov), p. 3267-3275.
- CARPENTIER, J.; 1962. Contribution à L'étude du Dispatching Économique. *Bulletin de la Société Française des Electriciens*, Ser. 8, Vol. 3, p. 431-447.
- CARPENTIER, J.; 1973. Differential Injections Method: A General Method for Secure and Optimal Load Flows. *Proc PICA*.
- CHANG, N. E.; 1969. Locating Shunt Capacitors on Primary Feeder for Voltage Control and Loss Reduction. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, Vol. 88, No. 10, p. 1574- 1577.
- CHIOU, J. P.; CHANG, C. F.; SU, C. T.; 2006. Ant Direction Hybrid Differential Evolution for Solving Large Capacitor Placement Problems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 19, No. 4, p. 1794-1800.
- COOK, R. F.; 1959. Analysis of Capacitor Application as Affected by Load Cycle. *AIEE Transactions*, Vol. 78, p. 950-957.
- COOK, R. F.; 1961. Optimizing the Application of Shunt Capacitors for Reactive - Voltampere Control and Loss Reduction. *AIEE Transactions*, Vol. 80, p. 430-444.

COMPANHIA PARANAENSE DE ENERGIA – COPEL. Banco de Capacitores – Manual de Instruções Técnicas 161301, 16 de Novembro de 1996.

DANTIZIG, G. Linear programming and extensions, Princeton University Press, 1963

DOMMEL, H. W.; TINNEY, W. F.; 1968. Optimal Power Flow Solutions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 87.

ELMITWALLY, A.; ABDELMAGEID, A.; TAWFEIK, I.; 2008. Fuzzy-Sets Voltage Control for Radial Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*.

ELETRECITÉ DE FRANCE. Service Des Etudes Economiques Générales – Calcul économique et le système électrique : Principes élémentaires (Broché). Eyrolles Editeur, s.d.

FLETCHER R. *Practical Methods of Optimization* Chichester, second ed. 1987

GALIANA, F.D.; 1983. Optimal Power System Dispatch through the Continuation Method: Variation of Function Inequality Limits. Proc. of IEEE Int. Symposium on Circuits and Systems, Newport Beach, USA, May, p. 1192-1197.

GARCIA, C. B., ZANGWILL, W. I.; 1981. Pathways to Solutions, Fixed Points and Equilibria. Prentice Hall.

GODOI, A. A., Alocação de Bancos de Capacitores em Redes Primária e Secundária de Energia Elétrica, Dissertação de Mestrado. Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, 2008.

GÖNEN, T. “Electric Power Distribution System Engineering”. CRC Press. Second Edition. 2008.

GONZÁLEZ, J. F. V.; 2003. Redução de Perdas Em Redes Primárias de Distribuição de Energia Elétrica Por Instalação e Controle de Capacitores. Campinas, SP.

GRAINGER, J. J.; CIVANLAR, S.; 1985. Volt/Var Control on Distribution System with Lateral Branches Using Shunt Capacitors and Voltage Regulators, Part I: The overall problem. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, Vol. 104, No.11, p. 3278-3283.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. H.; 1981a. Optimum Placement of Fixed and Switched Capacitors on Primary Distributions Feeders. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, No.1, p. 345-352.

GRAINGER, J. J.; LEE, S. H.; 1981b. Optimum Size and Location of Shunt Capacitors for Reduction of Losses on Distribution Feeders. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 100, No.3, p. 1105-1118.

GRANVILLE, S.; 1993. Optimal Reactive Dispatch Though Interior Point Method. *IEEE/PES*, No. 93.

GU, Z.; RIZY, D.T. Neural Networks for Combined Control of Capacitor Banks and Voltage Regulators in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 11, No. 4, 1996. p. 1921-1928.

HSIAO, Y. T.; CHEN, C. H.; CHIEN, C. C. 2004. Optimal Capacitor Placement in Distribution Systems using a Combination Fuzzy-GA Method. *Electric Power & Energy Systems*, No. 26, p. 501-508.

HSU, W. L., LU, W. F. "On clone assembly algorithms - an error tolerant test for interval graph recognition", Proc. IEEE International Joint Symposia on Intelligence and Systems, (1998), 118-125.

IRISARRI, G. D.; WANG, X.; TONG, J.; MOKHTARI, S.; 1997. Maximum of Power Systems using Interior Point Non-Linear Optimization Load Ability Method. *IEEE Transactions on Power Systems*, v. 12, n. 1 (Feb), p. 162-171.

JIANG , H.; JIA, M.; LIN, L.; 2008. Adaptive Ant Colony Algorithm based Global Optimization Control of Voltage/Reactive Power in the Substation. *Fourth International Conference on Natural Computation of IEEE Computer Society*, p.466-470.

KARMARKAR, N; 1984. A New Polynomial Time Algorithm for Linear Programming. *Combinatoria* 4, p. 373-395.

LUENBERGER, D. G. 1965. A New Derivation of the Quadratic Loss Control Equation., *IEEE Transactions on Automatic Control*, AC-10 (April 1965) 202– 203.

LUENBERGER, D. G.; 1989. Linear and Nonlinear Programming. *Stanford University: Addison-Wesley Publishing Company*, 2. ed.

MAMANDUR, C. 1981. Optimal Control of Reactive Power Flow for Improvements in voltage profiles and for Real Power Loss Minimization

MARIA, G. A., FINDLAY, J. A., 1987, "A Newton Optimal Power Flow For Ontario Hydro EMS", *IEEE Transactions on Power Systems*, v.2, n.3, , Aug., pp.576-584.

MOMOH, A. J.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R.; 1999. A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993, Part I: Non Linear and Quadratic Programming Approaches. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, Feveireiro, p. 105-111.

MOMOH, A. J.; EL-HAWARY, M. E.; ADAPA, R.; 1999. A Review of Selected Optimal Power Flow Literature to 1993, Part II: Newton, Linear Programming and Interior Point Methods. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 14, No. 1, Feveireiro, p. 105-111.

NATARAJAN, R.; 2005. Power System Capacitors. Boca Raton, CA, USA: CRC Press, 552 p.

NEAGLE, N. M.; SAMSON, D. R.; 1956. Loss Reduction from Capacitors Installed on Primary Feeders. *AIEE Transactions*, Vol. 75, p. 950-959.

PABLA, A.S. Power Capacitors. In: *Electric Power Distribution*. United States of America: McGraw-Hill, 2005. p. 646-684.

PARK, J-Y.; SOHN, J-M.; PARK, J-K.; 2009. Optimal Capacitor Allocation in a Distribution System Considering Operation Costs. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 24, n. 1, p.462-468.

RISTANOVIC, P. 1996. Successive Linear Programming Based Optimal Power Flow Solution. *IEEE Tutorial Course, Optimal Power Flow: Solution Techniques, Requirements, and Challenges on IEEE Power Engineering Society Summer Meeting*. IEEE Catalog No. 96 TP 111-0.

RIZY, D.T.; LAWLER, J.S.; PATTON, J.B.; NELSON, W.R. 1989. Measuring and Analyzing the Impact of Voltage and Capacitor Control with High Speed Data Acquisition. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 4, n. 1, p.704-714.

SALAMA, M. M.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R.; 1985a. Control of Reactive Power in Distribution System with an End-load and Fixed Load Conditions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 104, No. 10, p. 2779-2788.

SALAMA, M. M.; MANSOUR, E. A. A.; CHIKHANI, A. Y.; HACKAM, R.; 1985b. Control of Reactive Power in Distribution System with an End-load and Varying Load Conditions. *IEEE Transactions on Power Apparatus and Systems*, Vol. 104, No. 4, p. 941-2788.

SANDRINI, F.T; 2005. *Otimização de Banco de Capacitores em Sistemas de Distribuição de Energia Elétrica usando Algoritmos Genéticos e Nuvem de Partículas*. Curitiba. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Pontifícia Universidade Católica do Paraná.

SANTOSO, N.I.; TAN, O.T. Neural-Net Based Real-Time Control of Capacitors Installed on Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Delivery*, Vol. 5, No. 1, 1990. p. 266-272.

SCHMILL, J. V.; 1965. Optimum Size and Location of Shunt Capacitors on Distribution Feeders. *IEEE Transactions Power Apparatus and Systems*, Vl. 84, No. 9, p. 825-832.

SUN, D. I.; ASHLEY, B. T.; BREWER, B. J.; HUGHES, B. A.; TINNEY, W. F.; 1984. Optimal Power Flow by Newton Approach. *IEEE Transactions on PAS*, Vol. 103, No. 10.

SUNDHARARAJAN, S.; PAHWA, A. Optimal Selection of Capacitors for Radial Distribution Systems Using a Genetic Algorithm. *IEEE Transactions on Power*

SZUVOVIVSKI, I.; Alocação simultânea de bancos de capacitores e reguladores de tensão em sistemas de distribuição usando algoritmos genéticos e fluxo de potência ótimo, Dissertação de Mestrado. Setor de Tecnologia da Universidade Federal do Paraná, 2008.

WADHWA C.L., JAIN N. K. Multiple Objective Optimal Load Flow: A New Perspective”, *IEE Proceedings*, Vol. 137, Pt. C, No. 1, Jan. 1990, p.13-18. WU, Y.; DEBS, A. S.; MARSTEN, R. E.; 1994. A Direct Nonlinear Predictor-Corrector Primal-Dual Interior Point Algorithm for Optimal Power Flow. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 9, p. 876-883.

YAMAKAWA, E. K.; 2007. *Sistema de Controle Nebuloso para Bancos de Capacitores Automáticos Aplicados em Alimentadores de Distribuição de Energia Elétrica*. Curitiba, PR. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) – Universidade Federal do Paraná.

YU, X.-M.; XIONG, X.-Y.; WU, Y.-W. A PSO-based Approach to Optimal Capacitor Placement with Harmonic Distortion Consideration. *Electric Power Systems Research*, Vol. 71, 2004. p. 27-33.

ZHANG, D.; FU, Z.; ZHANG, L.; 2008. Joint Optimization For Power Loss Reduction in Distribution Systems. *IEEE Transactions on Power Systems*, Vol. 23, n. 1, p.161-169.

ANEXO A - MÉTODO DOS PONTOS INTERIORES

A.1 FLUXO DE POTÊNCIA ÓTIMO

O MPDPI pertence a uma classe de algoritmos de otimização originalmente designados para problemas de programação linear. Entretanto, devido ao seu alto grau de desempenho, tal método foi estendido para problemas de programação quadrática, convexa e problemas gerais de otimização diferenciáveis.

Para utilizar o MPDPI no problema formulado anteriormente, faz-se a transformação das restrições de desigualdade para restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga estritamente positivas.

No MPDPI as variáveis de folga são incorporadas à função-objetivo por meio de uma função de penalização, denominada barreira logarítmica. Assim, o problema original é transformado em uma sequência de problemas parametrizados pelo parâmetro barreira.

Ao incorporar a barreira logarítmica, o MPDPI busca resolver o problema de otimização para cada valor do parâmetro barreira, fazendo com que o parâmetro barreira tenda a zero. Assim, para cada valor do parâmetro barreira executa-se uma iteração do Método de Newton-Raphson no sistema de equações não-lineares definido pelas condições de otimalidade de primeira ordem.

Uma vez obtido os pontos estacionários da função Lagrangeana estabelece-se critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência completando assim uma iteração do FPO via MPDPI.

A formulação matemática do FPO via MPDPI está apresentada a seguir.

O problema de FPO pode ser representado de forma genérica como:

$$\min f(u) \quad (\text{A.1})$$

sujeito a,

$$g(u) = 0 \quad (\text{A.2})$$

$$h^{\min} \leq h(u) \leq h^{\max} \quad (\text{A.3})$$

onde,

u : vetor de variáveis do sistema;

$f(u)$: função objetivo a ser otimizada;

$g(u)$: vetor de restrições de igualdade;

$h(u)$: vetor de restrições de desigualdade.

Para utilizar os métodos de Pontos Interiores aplicam-se ao problema (A.1) à (A.3) os seguintes procedimentos:

Transformação das restrições de desigualdade em restrições de igualdade pela introdução de variáveis de folga.

Desta forma, as restrições passam a ser representadas da seguinte maneira:

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.4})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{A.5})$$

onde,

s^{\min} : vetor de variáveis de folga mínimas estritamente positivas;

s^{\max} : vetor de variáveis de folga máximas estritamente positivas.

Introdução da função barreira logarítmica na sua função objetivo.

A fim de se representar as restrições de não negatividade das variáveis de folga, o problema é modificado com a introdução da função barreira logarítmica na sua função

objetivo. A função barreira penaliza as estimativas de solução que se encontram próximas aos limites das desigualdades, ou ainda, associadas às variáveis de folga próximas de zero.

O problema modificado passa a ser assim representado:

$$\min f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] \quad (\text{A.6})$$

sujeito a,

$$g(u) = 0 \quad (\text{A.7})$$

$$h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.8})$$

$$h(u) - h^{\max} + s^{\max} = 0 \quad (\text{A.9})$$

onde,

$ndes$: número de restrições de desigualdade;

μ : parâmetro barreira ($\mu \geq 0$).

Logo, a função Lagrangeana associada a este problema é:

$$\begin{aligned} L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) = & f(u) - \mu \sum_i^{ndes} [\ln(s_i^{\min}) + \ln(s_i^{\max})] + \lambda^T \cdot g(u) + \\ & + (\pi^{\min})^T \cdot [h(u) + h^{\min} - s^{\min}] + (\pi^{\max})^T \cdot [h(u) - h^{\max} + s^{\max}] \end{aligned} \quad (\text{A.10})$$

onde,

λ : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade com dimensão ($nig \times 1$) ;

π^{\min} : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites mínimos com dimensão ($ndes \times 1$) ;

π^{\max} : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados aos limites máximos com dimensão ($ndes \times 1$) ;

nig : número de restrições de igualdade.

Portanto, o novo problema de otimização passa a ser:

$$\min L(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}, s^{\max}) \quad (\text{A.11})$$

sujeito a,

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (\text{A.12})$$

Sendo as restrições (A.12) impostas para que a equivalência com o problema (A.1) a (A.3) seja mantida.

A.2 CONDIÇÕES DE OTIMALIDADE

Um ponto $z = [u^T \ \lambda^T \ (\pi^{\min})^T \ (\pi^{\max})^T \ (s^{\min})^T \ (s^{\max})^T]$ é solução do problema (A.11) e (A.12) somente se (LUENBERGER, 1989):

Satisfaz as condições necessárias de otimalidade de primeira ordem, ou condições de Karush-Kuhn-Tucker – KKT.

Para que as expressões matemáticas presentes nas condições de KKT e nos algoritmos descritos sejam compactas foi usado o operador ∇ para representar derivadas parciais de funções, desta forma tem-se:

$$\nabla_u z = 0 \Rightarrow \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) = 0 \quad (\text{A.13})$$

$$\nabla_u L(z) = 0 \Rightarrow g(u) = 0 \quad (\text{A.14})$$

$$\nabla_{\pi^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\min} - s^{\min} = 0 \quad (\text{A.15})$$

$$\nabla_{\pi^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow h(u) - h^{\max} - s^{\max} = 0 \quad (\text{A.16})$$

$$\nabla_{s^{\min}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} = 0 \quad (\text{A.17})$$

$$\nabla_{s^{\max}} L(z) = 0 \Rightarrow -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} = 0 \quad (\text{A.18})$$

$$s^{\min} \geq 0, \quad s^{\max} \geq 0, \quad \pi^{\min} \geq 0, \quad \pi^{\max} \geq 0 \quad (\text{A.19})$$

sendo,

$e = [1 \ 1 \ 1 \ \dots \ 1]^T$, com dimensão ($ndes \times 1$);

S^{\min} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\min} ;

S^{\max} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\max} .

Se a Hessiana do Lagrangeano L' :

$$L'(u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}) = f(u) + \lambda^T \cdot g(u) + \pi_A^T \cdot h_A(u) \quad (A.20)$$

onde,

$h_A(u)$: vetor das restrições de desigualdade ativas;

π_A^T : vetor dos multiplicadores de Lagrange associados às restrições desigualdade ativas;

S^{\min} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\min} ;

S^{\max} : matriz diagonal composta pelos elementos de s^{\max} .

O Método de Pontos Interiores se concentra em obter um ponto estacionário, isto é, que satisfaça as condições necessárias de otimalidade do item (a). Para se garantir que o ponto obtido seja um mínimo de global de (B.1) a (B.3) as condições suficientes do item (b) devem ser testadas após a convergência do método.

No procedimento usado, entretanto, considera-se como ótimo o ponto solução das condições de KKT.

A.3 ALGORITMOS PRIMAL DUAL DE PONTOS INTERIORES

Após a transformação das restrições de desigualdade em igualdades, por meio da introdução de variáveis de folga e adição da função barreira logarítmica à função objetivo como forma de garantir a não negatividade dessas variáveis. Os passos seguintes consistem em se obter os pontos estacionários da função Lagrangeana, utilizando-se o Método de Newton, e estabelecer critérios para atualização do parâmetro barreira, para inicialização das variáveis e teste de convergência.

A.4 OBTENÇÃO DOS PONTOS ESTACIONÁRIOS

O primeiro passo na obtenção dos pontos que satisfazem a função Lagrangeana consiste em se fazer uma estimativa desta solução pela linearização das Equações (A.13) a (A.18) utilizando-se o Método de Newton. Os incrementos obtidos em cada iteração deste método não podem ser usados diretamente no vetor z , pois os mesmos podem violar as restrições de desigualdade. Assim, esses incrementos devem ser testados e, se necessário, modificados a fim de sempre se manter o vetor z dentro da região de factibilidade do problema.

As etapas que devem ser seguidas a fim de se obter os pontos estacionários são as seguintes:

Inicialização das Variáveis

A fim de se começar o processo de otimização, é necessário a obtenção de uma estimativa inicial para as variáveis do problema. A escolha é feita de tal modo que as variáveis sejam estritamente internas aos limites impostos pelas restrições de desigualdade do problema. Para tanto, as variáveis u são inicializadas pela metade da soma de seus valores máximos e mínimos; posteriormente, as variáveis de folga são calculadas a partir das Equações (A.15) e (A.16) e, arbitrando um valor inicial para o parâmetro barreira μ , os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de desigualdade são calculados a

partir das Equações (A.17) e (A.18). Para os multiplicadores de Lagrange associados às restrições de igualdade estimam-se valores quaisquer, como por exemplo, o vetor unitário.

Método de Newton

O sistema de Equações (A.13) a (A.18) pode ser representado de forma como:

$$\rho(z) = 0 \quad (\text{A.21})$$

Tomando uma aproximação linear do sistema (A.21) no ponto z^\bullet tem-se:

$$\rho(z^\bullet + \Delta z) = \rho(z^\bullet) + \nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^\bullet} \Delta z \quad (\text{A.22})$$

Como Δz deve ser tal que $\rho(z^\bullet + \Delta z) = 0$, da Equação (A.22) tem-se que:

$$\nabla_z \cdot \rho(z) \Big|_{z^\bullet} \Delta z = -\rho(z^\bullet) \quad (\text{A.23})$$

Em termos das variáveis do problema: $u, \lambda, \pi^{\min}, \pi^{\max}, s^{\min}$ e s^{\max} a Equação (A.23) pode ser escrita como:

$$W \cdot \begin{bmatrix} \Delta u \\ \Delta \lambda \\ \Delta \pi^{\min} \\ \Delta \pi^{\max} \\ \Delta s^{\min} \\ \Delta s^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u f(u) + [\nabla_u g(u)]^T \cdot \lambda + [\nabla_u h(u)]^T \cdot (\pi^{\min} + \pi^{\max}) \\ g(u) \\ h(u) - h^{\min} - s^{\min} \\ h(u) - h^{\max} - s^{\max} \\ -\mu \cdot e - S^{\min} \cdot \pi^{\min} \\ -\mu \cdot e - S^{\max} \cdot \pi^{\max} \end{bmatrix} = - \begin{bmatrix} \nabla_u L \\ \nabla_\lambda L \\ \nabla_{\pi^{\min}} L \\ \nabla_{\pi^{\max}} L \\ \nabla_{s^{\min}} L \\ \nabla_{s^{\max}} L \end{bmatrix} \quad (\text{A.24})$$

onde,

W : matriz Hessiana de dimensão $(nz \times nz)$;

nz : número total de variáveis em z .

ou seja,

$$W = \begin{bmatrix} L_{uu} & L_{u\lambda} & L_{u\pi^{\min}} & L_{u\pi^{\max}} & 0 & 0 \\ [L_{u\lambda}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & 0 \\ [L_{u\pi^{\min}}]^T & 0 & 0 & 0 & -I & 0 \\ [L_{u\pi^{\max}}]^T & 0 & 0 & 0 & 0 & I \\ 0 & 0 & -S^{\min} & 0 & -\Pi^{\min} & 0 \\ 0 & 0 & 0 & S^{\max} & 0 & \Pi^{\max} \end{bmatrix} \quad (\text{A.25})$$

sendo,

$$L_{uu} = \nabla_{uu}^2 L = \nabla_{uu}^2 f(u) + \sum_{i=1}^{nig} \lambda_i \cdot \nabla_{uu}^2 g_i(u) + \sum_{j=1}^{ndes} (\pi_j^{\max} + \pi_j^{\min}) \cdot \nabla_{uu}^2 h_j(u) \quad (\text{A.26})$$

$$L_{u\lambda} = [L_{\lambda u}]^T = \nabla_{u\lambda}^2 L = [\nabla_u g(u)]^T \quad (\text{A.27})$$

$$L_{u\pi^{\min}} = [L_{\pi^{\min} u}]^T = \nabla_{u\pi^{\min}}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (\text{A.28})$$

$$L_{u\pi^{\max}} = [L_{\pi^{\max} u}]^T = \nabla_{u\pi^{\max}}^2 L = [\nabla_u h(u)]^T \quad (\text{A.29})$$

$$L_{s^{\min} \pi^{\min}} = \nabla_{s^{\min} \pi^{\min}}^2 L = -S^{\min} \quad (\text{A.30})$$

$$L_{s^{\max} \pi^{\max}} = \nabla_{s^{\max} \pi^{\max}}^2 L = S^{\max} \quad (\text{A.31})$$

$$L_{s^{\min} s^{\min}} = \nabla_{s^{\min} s^{\min}}^2 L = -\Pi^{\min} \quad (\text{A.32})$$

$$L_{s^{\max} s^{\max}} = \nabla_{s^{\max} s^{\max}}^2 L = \Pi^{\max} \quad (\text{B.33})$$

onde,

Π^{\min} : matriz diagonal composta pelos elementos de π^{\min} ;

Π^{\max} : matriz diagonal composta pelos elementos de π^{\max} ;

I : matriz identidade.

Atualização das Variáveis Primais e Duais

A determinação do ponto ótimo se faz através de um processo iterativo. A cada iteração, o sistema linear representado em (A.24) é resolvido, e, logo após, é determinado o comprimento do passo nos espaços primal (αp) e dual (αd), de modo que as variáveis de folga sejam todas positivas e os multiplicadores de Lagrange sejam tais que: $\pi^{\min} \leq 0$ e $\pi^{\max} \geq 0$. Desta forma, αp e αd são expressos como:

$$\alpha_p = \min \left[\min_{\Delta s_i^{\max} < 0} \frac{-s_i^{\max}}{\Delta s_i^{\max}}, \min_{\Delta s_i^{\min} < 0} \frac{-s_i^{\min}}{\Delta s_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{A.34})$$

$$\alpha_d = \min \left[\min_{\Delta \pi_i^{\max} < 0} \frac{-\pi_i^{\max}}{\Delta \pi_i^{\max}}, \min_{\Delta \pi_i^{\min} < 0} \frac{-\pi_i^{\min}}{\Delta \pi_i^{\min}}, 1 \right] \quad (\text{A.35})$$

Após o cálculo dos passos primal e dual, a nova aproximação para a solução ótima pode ser obtida pela seguinte atualização:

$$u^{i+1} = u^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta u \quad (\text{A.36})$$

$$(s^{\min})^{i+1} = (s^{\min})^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\min} \quad (\text{A.37})$$

$$(s^{\max})^{i+1} = (s^{\max})^i + \sigma \cdot \alpha_p \cdot \Delta s^{\max} \quad (\text{A.38})$$

$$\lambda^{i+1} = \lambda^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \lambda \quad (\text{A.39})$$

$$(\pi^{\min})^{i+1} = (\pi^{\min})^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\min} \quad (\text{a.40})$$

$$(\pi^{\max})^{i+1} = (\pi^{\max})^i + \sigma \cdot \alpha_d \cdot \Delta \pi^{\max} \quad (\text{a.41})$$

onde,

σ : constante para garantir a interioridade da nova estimativa de solução, sendo fixada em 0,9995.

Atualização do Parâmetro Barreira

O último passo dentro de cada iteração é recalcular o valor do parâmetro barreira μ . Com os valores de π^{\min} , π^{\max} , s^{\min} e s^{\max} , o cálculo do parâmetro μ é baseado no decréscimo do gap de dualidade:

$$\mu = \frac{(s^{\max})^T \cdot \pi^{\max} - (s^{\min})^T \cdot \pi^{\min}}{2 \cdot n \cdot \beta} \quad (\text{A.42})$$

onde,

n :– número total de variáveis primais e duais;

β : fator de aceleração ($\beta > 1$).

Critérios de Convergência

A solução do problema é encontrada quando as equações que representam as condições de otimalidade (A.13) a (A.18) são satisfeitas e o gap de dualidade ou parâmetro de barreira é nulo (menor ou igual a uma tolerância especificada). Portanto, os critérios de convergência são:

$$\mu \leq \varepsilon_\mu \quad (\text{A.43})$$

$$\max \left\| \nabla L \right\|_\infty \leq \varepsilon_L \quad (\text{A.44})$$

onde,

$\left\| \nabla L \right\|_\infty$: norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

ε_L : tolerância da norma infinita do gradiente da função Lagrangeana;

ε_μ : tolerância do parâmetro barreira.

A metodologia do fluxo de potência ótimo continuado é utilizada conforme as conforme a operação atual requer, além deste balanço baseado em aspectos técnicos, a necessidade de um balanço que contemple os aspectos das regras de mercado e regulação:

Para tanto, nesta metodologia, além da otimização das susceptâncias capacitivas ao longo do dia tendo em vista o controle dos níveis de tensão e a redução de perdas do sistema, está incluído na função objetivo do fluxo de potencia ótimo a formulação para minimização do chaveamento dos BCs, como apresentado no Capítulo 5.

Em geral, os trabalhos realizados na literatura concentram-se na resolução do problema de alocação ótima de bancos de capacitores que consiste na determinação do número, localização, capacidade e tipo de BC. Já este trabalho tem foco no controle dos bancos de capacitores automáticos de modo a maximizar a economia de recursos e reduzir o número de operações, promovendo assim, uma sobrevida do equipamento.

ANEXO B - CURVAS DE CARGA (YAMAKAWA, 2007)

As curvas de cargas utilizadas nas simulações foram retiradas de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos e são apresentadas nas Tabelas a seguir.

B.1– RESIDENCIAL BAIXA RENDA

TABELA B. 1 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
00:00:00	0,361	0,177	0,457	0,179	0,413	0,190
00:10:00	0,460	0,181	0,423	0,167	0,458	0,184
00:20:00	0,383	0,183	0,418	0,181	0,409	0,189
00:30:00	0,280	0,160	0,371	0,191	0,351	0,190
00:40:00	0,359	0,171	0,335	0,186	0,371	0,177
00:50:00	0,286	0,204	0,334	0,182	0,375	0,188
01:00:00	0,257	0,173	0,463	0,164	0,438	0,170
01:10:00	0,231	0,148	0,370	0,170	0,352	0,162
01:20:00	0,314	0,172	0,339	0,181	0,326	0,178
01:30:00	0,289	0,163	0,287	0,167	0,286	0,185
01:40:00	0,250	0,179	0,306	0,207	0,249	0,154
01:50:00	0,253	0,162	0,246	0,173	0,270	0,176
02:00:00	0,322	0,169	0,235	0,153	0,253	0,179
02:10:00	0,322	0,170	0,239	0,158	0,251	0,173
02:20:00	0,291	0,177	0,249	0,176	0,246	0,169
02:30:00	0,234	0,177	0,272	0,203	0,253	0,183
02:40:00	0,237	0,176	0,260	0,188	0,242	0,185
02:50:00	0,219	0,162	0,252	0,187	0,264	0,188
03:00:00	0,220	0,169	0,248	0,190	0,315	0,155
03:10:00	0,232	0,173	0,220	0,150	0,303	0,179
03:20:00	0,211	0,145	0,214	0,145	0,243	0,179
03:30:00	0,228	0,172	0,235	0,177	0,232	0,165
03:40:00	0,229	0,165	0,215	0,147	0,222	0,157
03:50:00	0,241	0,172	0,220	0,149	0,225	0,160
04:00:00	0,241	0,177	0,240	0,159	0,243	0,184
04:10:00	0,226	0,158	0,231	0,166	0,241	0,184
04:20:00	0,251	0,170	0,245	0,171	0,229	0,157
04:30:00	0,239	0,162	0,255	0,175	0,209	0,146
04:40:00	0,225	0,153	0,221	0,148	0,237	0,162
04:50:00	0,333	0,155	0,237	0,161	0,234	0,175
05:00:00	0,356	0,166	0,256	0,173	0,231	0,164
05:10:00	0,310	0,167	0,252	0,161	0,234	0,154
05:20:00	0,217	0,139	0,228	0,144	0,265	0,195
05:30:00	0,316	0,169	0,239	0,179	0,235	0,171
05:40:00	0,288	0,205	0,240	0,157	0,299	0,185
05:50:00	0,272	0,150	0,314	0,143	0,257	0,162

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
06:00:00	0,459	0,182	0,288	0,174	0,235	0,158
06:10:00	0,367	0,185	0,370	0,165	0,239	0,144
06:20:00	0,297	0,131	0,276	0,166	0,210	0,142
06:30:00	0,372	0,139	0,297	0,164	0,209	0,139
06:40:00	0,353	0,154	0,262	0,169	0,222	0,184
06:50:00	0,480	0,171	0,328	0,192	0,206	0,158
07:00:00	0,346	0,167	0,300	0,148	0,204	0,132
07:10:00	0,316	0,184	0,299	0,183	0,228	0,168
07:20:00	0,392	0,189	0,449	0,195	0,260	0,186
07:30:00	0,378	0,151	0,491	0,183	0,269	0,176
07:40:00	0,305	0,195	0,492	0,201	0,389	0,174
07:50:00	0,350	0,183	0,467	0,167	0,324	0,178
08:00:00	0,298	0,179	0,312	0,174	0,329	0,170
08:10:00	0,310	0,197	0,344	0,161	0,389	0,167
08:20:00	0,395	0,175	0,338	0,137	0,290	0,177
08:30:00	0,301	0,207	0,405	0,192	0,388	0,186
08:40:00	0,265	0,154	0,531	0,232	0,361	0,165
08:50:00	0,332	0,183	0,508	0,204	0,368	0,172
09:00:00	0,330	0,243	0,474	0,212	0,284	0,200
09:10:00	0,313	0,175	0,471	0,210	0,312	0,175
09:20:00	0,375	0,153	0,478	0,212	0,412	0,184
09:30:00	0,362	0,232	0,419	0,220	0,389	0,177
09:40:00	0,353	0,201	0,329	0,171	0,443	0,198
09:50:00	0,280	0,179	0,342	0,190	0,417	0,162
10:00:00	0,337	0,195	0,488	0,202	0,528	0,154
10:10:00	0,390	0,213	0,436	0,172	0,413	0,141
10:20:00	0,344	0,201	0,550	0,228	0,490	0,188
10:30:00	0,268	0,177	0,448	0,206	0,350	0,191
10:40:00	0,322	0,198	0,442	0,213	0,405	0,222
10:50:00	0,403	0,195	0,387	0,210	0,385	0,212
11:00:00	0,425	0,195	0,317	0,225	0,368	0,187
11:10:00	0,456	0,177	0,394	0,241	0,378	0,199
11:20:00	0,366	0,213	0,317	0,221	0,407	0,228
11:30:00	0,419	0,204	0,464	0,236	0,375	0,234
11:40:00	0,360	0,230	0,478	0,232	0,401	0,217
11:50:00	0,484	0,211	0,347	0,215	0,450	0,202
12:00:00	0,479	0,196	0,339	0,251	0,544	0,228
12:10:00	0,319	0,177	0,300	0,259	0,452	0,197
12:20:00	0,356	0,195	0,353	0,199	0,482	0,192
12:30:00	0,376	0,231	0,402	0,241	0,486	0,193
12:40:00	0,345	0,177	0,398	0,236	0,380	0,215
12:50:00	0,297	0,222	0,386	0,256	0,321	0,226
13:00:00	0,366	0,201	0,333	0,255	0,341	0,193
13:10:00	0,328	0,175	0,343	0,216	0,321	0,218
13:20:00	0,307	0,210	0,460	0,233	0,366	0,207
13:30:00	0,298	0,227	0,409	0,195	0,414	0,208
13:40:00	0,361	0,191	0,316	0,192	0,445	0,228
13:50:00	0,304	0,206	0,441	0,219	0,439	0,209
14:00:00	0,373	0,161	0,325	0,197	0,341	0,199

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
14:10:00	0,448	0,174	0,430	0,229	0,327	0,228
14:20:00	0,326	0,187	0,298	0,189	0,356	0,200
14:30:00	0,286	0,197	0,374	0,234	0,404	0,190
14:40:00	0,350	0,241	0,394	0,207	0,507	0,206
14:50:00	0,356	0,217	0,408	0,214	0,380	0,233
15:00:00	0,484	0,174	0,551	0,221	0,580	0,198
15:10:00	0,352	0,212	0,586	0,227	0,386	0,192
15:20:00	0,386	0,207	0,457	0,220	0,532	0,202
15:30:00	0,375	0,214	0,529	0,207	0,488	0,185
15:40:00	0,523	0,192	0,432	0,230	0,469	0,195
15:50:00	0,404	0,202	0,401	0,214	0,537	0,185
16:00:00	0,486	0,192	0,756	0,170	0,559	0,201
16:10:00	0,430	0,186	0,544	0,197	0,616	0,222
16:20:00	0,466	0,189	0,570	0,180	0,462	0,213
16:30:00	0,478	0,195	0,582	0,213	0,500	0,190
16:40:00	0,663	0,216	0,638	0,197	0,587	0,200
16:50:00	0,535	0,204	0,780	0,191	0,686	0,207
17:00:00	0,753	0,224	0,817	0,226	0,473	0,215
17:10:00	0,839	0,198	0,894	0,194	0,737	0,217
17:20:00	0,740	0,202	0,956	0,179	0,788	0,205
17:30:00	0,909	0,198	0,897	0,188	0,962	0,214
17:40:00	1,026	0,209	1,002	0,188	0,794	0,208
17:50:00	0,870	0,190	1,174	0,205	0,975	0,196
18:00:00	1,059	0,218	1,660	0,179	1,069	0,169
18:10:00	1,086	0,191	1,286	0,212	0,861	0,181
18:20:00	1,431	0,189	1,175	0,195	0,928	0,199
18:30:00	1,310	0,163	1,101	0,187	0,987	0,219
18:40:00	0,989	0,175	1,088	0,202	0,828	0,201
18:50:00	0,999	0,192	0,890	0,208	1,269	0,209
19:00:00	1,167	0,150	1,036	0,192	1,100	0,209
19:10:00	1,183	0,192	0,954	0,188	1,145	0,206
19:20:00	1,085	0,222	1,012	0,222	1,058	0,198
19:30:00	0,928	0,155	1,057	0,199	1,263	0,220
19:40:00	0,898	0,164	0,910	0,186	1,204	0,194
19:50:00	1,039	0,222	0,784	0,184	1,139	0,171
20:00:00	0,845	0,181	0,914	0,216	1,076	0,185
20:10:00	0,844	0,179	0,749	0,206	0,819	0,214
20:20:00	0,960	0,172	1,072	0,186	0,682	0,158
20:30:00	0,908	0,187	0,957	0,174	0,724	0,176
20:40:00	0,850	0,180	0,990	0,185	0,918	0,216
20:50:00	0,827	0,198	0,714	0,190	0,808	0,177
21:00:00	0,834	0,160	0,706	0,185	0,634	0,171
21:10:00	0,764	0,154	0,794	0,157	0,696	0,191
21:20:00	0,850	0,178	0,761	0,185	0,817	0,228
21:30:00	0,743	0,167	0,946	0,205	0,670	0,202
21:40:00	0,649	0,177	0,923	0,197	0,746	0,183
21:50:00	0,679	0,190	0,659	0,207	0,801	0,161
22:00:00	0,785	0,183	0,629	0,180	0,739	0,205
22:10:00	0,639	0,168	0,550	0,183	0,657	0,188

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos e Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
22:20:00	0,607	0,160	0,614	0,193	0,536	0,155
22:30:00	0,593	0,198	0,601	0,188	0,636	0,172
22:40:00	0,551	0,224	0,519	0,193	0,622	0,158
22:50:00	0,509	0,157	0,555	0,183	0,541	0,185
23:00:00	0,598	0,186	0,486	0,166	0,524	0,198
23:10:00	0,563	0,178	0,564	0,197	0,582	0,163
23:20:00	0,470	0,153	0,572	0,188	0,417	0,194
23:30:00	0,379	0,166	0,471	0,188	0,475	0,178
23:40:00	0,516	0,162	0,471	0,188	0,377	0,155
23:50:00	0,546	0,190	0,449	0,174	0,437	0,194

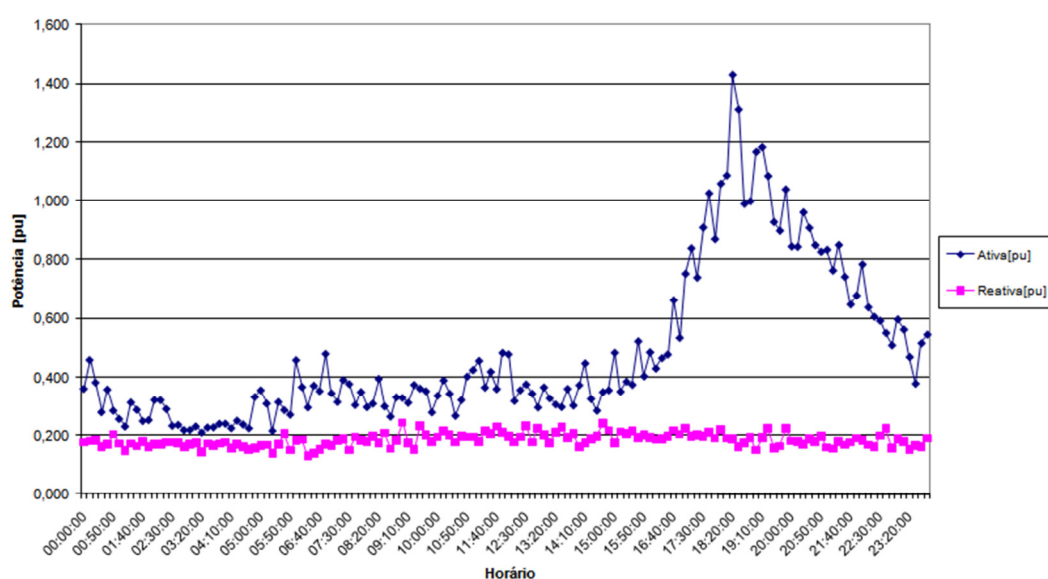


Figura B.1 – Curva de Carga DUs – Residencial Baixa Renda

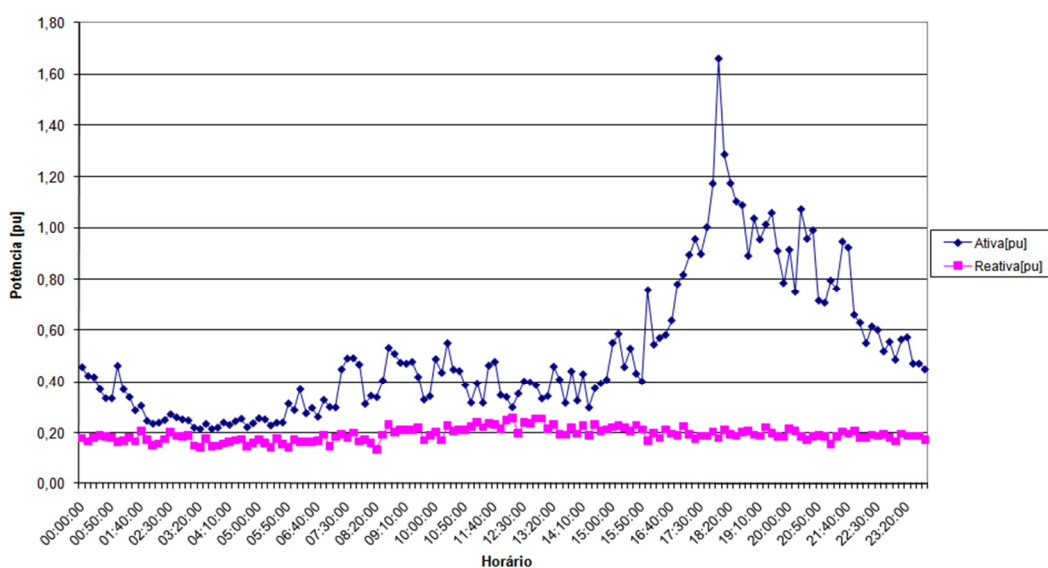


Figura B.2 – Curva de Carga Sábados – Residencial Baixa Renda

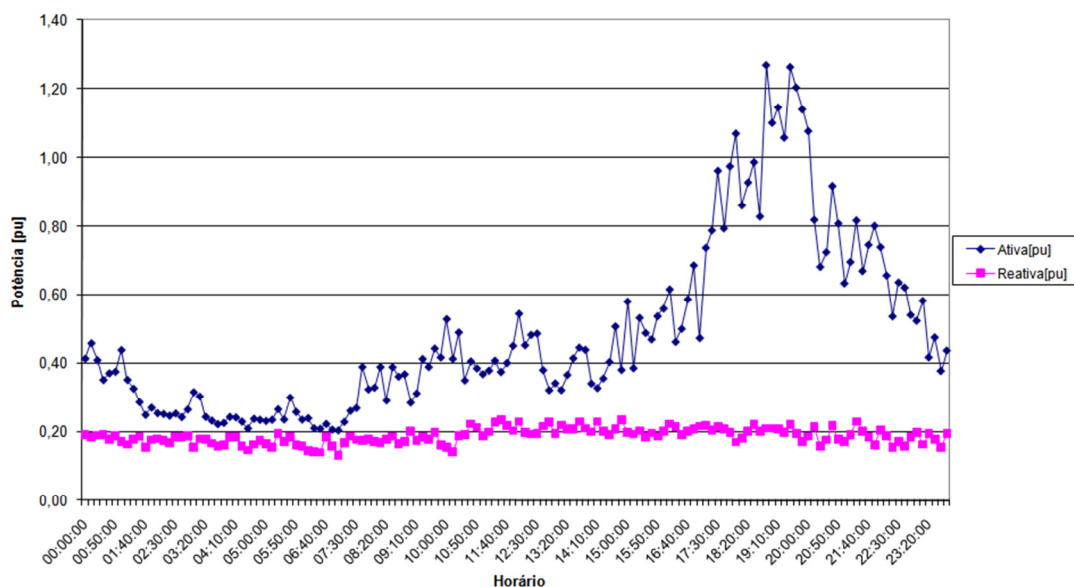


Figura B.3 – Curva de Carga Domingos e Feriados – Residencial Baixa Renda

Verifica-se nas Figuras B.1 a B.3 um comportamento de baixa carga ativa em praticamente todo o período do dia excetuando-se o horário de pico compreendido entre 18:00 e 21:00 horas.

Já as cargas reativas quase não sofrem alteração ao longo de todo o dia, uma vez que esse consumidor não possui uma diversidade grande de cargas eletrônicas, o que implica que o nível encontrado é basicamente relativo ao funcionamento de geladeiras. Na Tabela B.2 são mostrados os dados de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos para consumidores residenciais de média renda.

B.2– RESIDENCIAL MÉDIA RENDA

TABELA B. 2 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
00:00:00	0,411	0,236	0,325	0,193	0,545	0,246
00:10:00	0,377	0,221	0,318	0,216	0,500	0,257
00:20:00	0,407	0,242	0,370	0,185	0,432	0,223
00:30:00	0,390	0,237	0,364	0,207	0,368	0,187
00:40:00	0,335	0,254	0,317	0,211	0,358	0,214
00:50:00	0,327	0,252	0,278	0,207	0,338	0,243
01:00:00	0,312	0,240	0,267	0,178	0,331	0,215
01:10:00	0,304	0,237	0,315	0,206	0,330	0,247
01:20:00	0,298	0,230	0,280	0,212	0,337	0,236
01:30:00	0,287	0,221	0,296	0,199	0,373	0,238
01:40:00	0,293	0,219	0,287	0,215	0,306	0,234
01:50:00	0,324	0,248	0,297	0,224	0,322	0,180
02:00:00	0,342	0,234	0,291	0,197	0,327	0,214
02:10:00	0,283	0,218	0,248	0,188	0,328	0,225
02:20:00	0,302	0,235	0,251	0,203	0,386	0,230
02:30:00	0,327	0,206	0,257	0,196	0,323	0,224
02:40:00	0,296	0,230	0,276	0,219	0,291	0,228
02:50:00	0,324	0,228	0,252	0,196	0,291	0,234
03:00:00	0,361	0,205	0,278	0,210	0,266	0,209
03:10:00	0,322	0,211	0,305	0,211	0,272	0,212
03:20:00	0,301	0,214	0,273	0,199	0,283	0,229
03:30:00	0,295	0,223	0,247	0,173	0,274	0,225
03:40:00	0,296	0,224	0,262	0,199	0,267	0,220
03:50:00	0,292	0,215	0,248	0,184	0,245	0,191
04:00:00	0,319	0,227	0,240	0,160	0,248	0,196
04:10:00	0,374	0,225	0,257	0,188	0,269	0,217
04:20:00	0,324	0,250	0,273	0,201	0,273	0,215
04:30:00	0,322	0,220	0,264	0,184	0,278	0,218
04:40:00	0,335	0,198	0,244	0,157	0,273	0,203
04:50:00	0,353	0,220	0,259	0,173	0,259	0,188
05:00:00	0,432	0,205	0,301	0,181	0,316	0,212
05:10:00	0,490	0,230	0,269	0,169	0,276	0,215
05:20:00	0,641	0,231	0,411	0,202	0,247	0,207
05:30:00	0,623	0,202	0,348	0,206	0,303	0,176
05:40:00	0,433	0,192	0,259	0,182	0,318	0,215
05:50:00	0,421	0,229	0,237	0,169	0,260	0,219
06:00:00	0,381	0,201	0,241	0,180	0,303	0,195
06:10:00	0,350	0,252	0,416	0,196	0,326	0,198
06:20:00	0,401	0,259	0,448	0,209	0,270	0,195
06:30:00	0,360	0,258	0,414	0,198	0,209	0,176
06:40:00	0,280	0,267	0,397	0,218	0,235	0,202
06:50:00	0,336	0,227	0,308	0,171	0,299	0,207
07:00:00	0,403	0,225	0,390	0,204	0,270	0,198
07:10:00	0,462	0,222	0,396	0,195	0,290	0,190

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
07:20:00	0,454	0,238	0,418	0,178	0,363	0,193
07:30:00	0,463	0,236	0,445	0,195	0,290	0,191
07:40:00	0,372	0,254	0,319	0,205	0,351	0,197
07:50:00	0,291	0,265	0,419	0,214	0,448	0,249
08:00:00	0,343	0,297	0,500	0,240	0,600	0,255
08:10:00	0,341	0,279	0,509	0,230	0,501	0,232
08:20:00	0,353	0,265	0,486	0,246	0,496	0,239
08:30:00	0,357	0,275	0,450	0,241	0,509	0,232
08:40:00	0,440	0,300	0,467	0,250	0,384	0,250
08:50:00	0,426	0,301	0,552	0,231	0,385	0,281
09:00:00	0,401	0,268	0,487	0,216	0,428	0,280
09:10:00	0,390	0,277	0,367	0,225	0,406	0,256
09:20:00	0,365	0,248	0,441	0,218	0,336	0,272
09:30:00	0,367	0,231	0,461	0,223	0,394	0,280
09:40:00	0,405	0,235	0,400	0,251	0,453	0,279
09:50:00	0,413	0,268	0,455	0,257	0,461	0,281
10:00:00	0,559	0,272	0,366	0,220	0,348	0,305
10:10:00	0,537	0,286	0,378	0,228	0,599	0,321
10:20:00	0,391	0,258	0,487	0,237	0,557	0,331
10:30:00	0,415	0,271	0,489	0,259	0,524	0,309
10:40:00	0,333	0,264	0,533	0,240	0,490	0,284
10:50:00	0,408	0,267	0,592	0,258	0,420	0,334
11:00:00	0,502	0,258	0,500	0,282	0,364	0,306
11:10:00	0,356	0,249	0,453	0,230	0,323	0,259
11:20:00	0,445	0,270	0,551	0,256	0,400	0,294
11:30:00	0,404	0,260	0,592	0,267	0,457	0,326
11:40:00	0,393	0,273	0,502	0,261	0,477	0,303
11:50:00	0,320	0,279	0,483	0,258	0,568	0,271
12:00:00	0,335	0,265	0,533	0,260	0,454	0,320
12:10:00	0,387	0,295	0,482	0,250	0,530	0,302
12:20:00	0,372	0,292	0,417	0,252	0,477	0,322
12:30:00	0,357	0,282	0,455	0,249	0,416	0,316
12:40:00	0,295	0,242	0,459	0,260	0,426	0,319
12:50:00	0,350	0,265	0,428	0,279	0,513	0,317
13:00:00	0,395	0,241	0,452	0,222	0,455	0,297
13:10:00	0,300	0,241	0,583	0,249	0,429	0,286
13:20:00	0,338	0,242	0,447	0,266	0,364	0,307
13:30:00	0,360	0,262	0,463	0,254	0,470	0,319
13:40:00	0,345	0,231	0,429	0,245	0,438	0,283
13:50:00	0,339	0,266	0,441	0,271	0,598	0,280
14:00:00	0,398	0,246	0,465	0,268	0,619	0,256
14:10:00	0,403	0,287	0,472	0,248	0,596	0,247
14:20:00	0,337	0,248	0,450	0,267	0,513	0,230
14:30:00	0,311	0,237	0,519	0,236	0,443	0,266
14:40:00	0,284	0,235	0,427	0,257	0,479	0,248
14:50:00	0,316	0,275	0,552	0,296	0,595	0,251
15:00:00	0,387	0,247	0,451	0,268	0,502	0,259
15:10:00	0,392	0,208	0,406	0,255	0,562	0,247

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
15:20:00	0,437	0,234	0,548	0,282	0,530	0,262
15:30:00	0,402	0,256	0,531	0,300	0,506	0,255
15:40:00	0,590	0,270	0,525	0,284	0,657	0,264
15:50:00	0,511	0,292	0,607	0,286	0,447	0,259
16:00:00	0,518	0,258	0,556	0,277	0,631	0,249
16:10:00	0,414	0,277	0,848	0,252	0,650	0,218
16:20:00	0,376	0,257	0,619	0,242	0,570	0,209
16:30:00	0,561	0,271	0,545	0,244	0,672	0,241
16:40:00	0,577	0,271	0,622	0,243	0,623	0,237
16:50:00	0,668	0,282	0,656	0,240	0,541	0,238
17:00:00	0,646	0,259	0,740	0,245	0,775	0,230
17:10:00	0,558	0,237	0,653	0,252	0,798	0,249
17:20:00	0,818	0,262	0,746	0,265	0,566	0,263
17:30:00	0,966	0,292	0,997	0,285	0,611	0,253
17:40:00	0,703	0,275	0,939	0,254	0,525	0,272
17:50:00	0,808	0,247	0,732	0,265	0,607	0,250
18:00:00	0,686	0,239	0,839	0,264	0,671	0,273
18:10:00	0,685	0,269	0,682	0,278	0,906	0,239
18:20:00	0,859	0,265	0,622	0,258	0,728	0,241
18:30:00	0,760	0,273	0,832	0,242	0,711	0,257
18:40:00	0,898	0,280	0,637	0,259	0,640	0,243
18:50:00	0,777	0,278	0,766	0,241	0,878	0,238
19:00:00	0,867	0,278	0,905	0,257	1,060	0,234
19:10:00	0,941	0,278	1,032	0,250	0,834	0,218
19:20:00	0,867	0,260	0,994	0,249	0,757	0,239
19:30:00	0,765	0,244	1,040	0,245	0,753	0,239
19:40:00	0,888	0,262	0,824	0,251	0,829	0,246
19:50:00	0,802	0,264	1,021	0,263	0,807	0,226
20:00:00	0,946	0,302	0,957	0,247	0,944	0,244
20:10:00	0,969	0,272	0,875	0,272	0,970	0,252
20:20:00	0,888	0,247	0,825	0,269	0,719	0,249
20:30:00	0,876	0,268	0,809	0,248	0,788	0,234
20:40:00	0,812	0,272	0,727	0,261	0,706	0,244
20:50:00	0,851	0,270	0,755	0,249	0,780	0,266
21:00:00	0,850	0,256	0,915	0,235	0,783	0,243
21:10:00	0,798	0,246	0,913	0,237	0,733	0,244
21:20:00	0,862	0,243	0,822	0,231	0,677	0,247
21:30:00	0,947	0,242	0,622	0,231	0,731	0,226
21:40:00	0,850	0,289	0,647	0,226	0,818	0,222
21:50:00	0,825	0,274	0,759	0,274	0,850	0,257
22:00:00	0,743	0,255	0,723	0,272	0,721	0,267
22:10:00	0,781	0,225	0,754	0,258	0,635	0,248
22:20:00	0,568	0,248	0,681	0,245	0,586	0,236
22:30:00	0,594	0,252	0,590	0,217	0,607	0,229
22:40:00	0,578	0,240	0,576	0,248	0,656	0,222
22:50:00	0,634	0,255	0,523	0,233	0,543	0,217
23:00:00	0,595	0,242	0,591	0,239	0,446	0,244
23:10:00	0,508	0,226	0,627	0,215	0,421	0,253

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos e Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
23:20:00	0,444	0,245	0,525	0,228	0,442	0,238
23:30:00	0,519	0,248	0,582	0,228	0,440	0,259
23:40:00	0,457	0,234	0,448	0,210	0,371	0,239
23:50:00	0,491	0,262	0,438	0,211	0,388	0,204

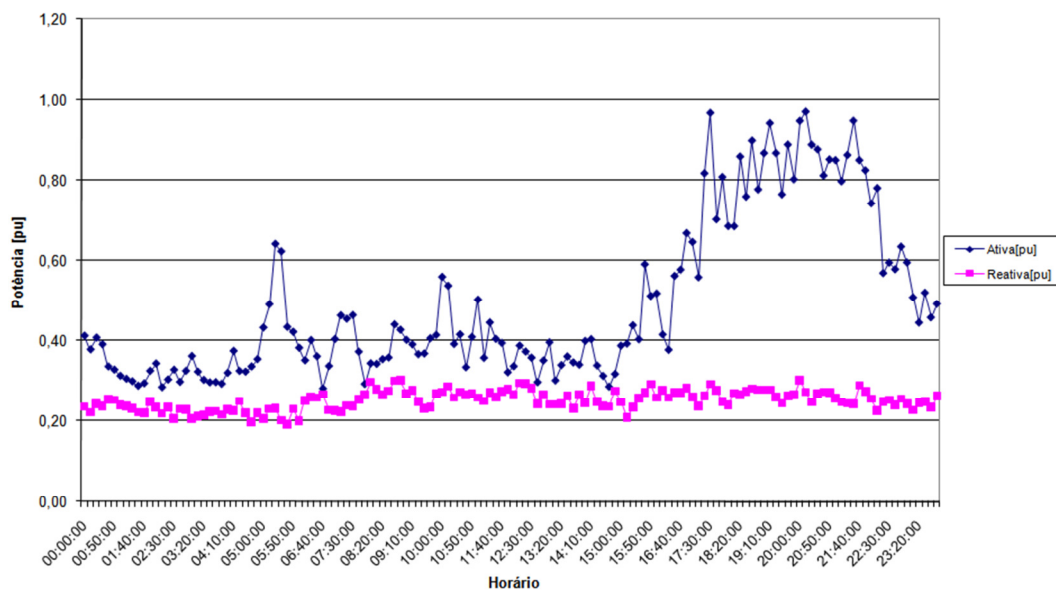


Figura B.4 – Curva de Dias Úteis – Residencial Média Renda

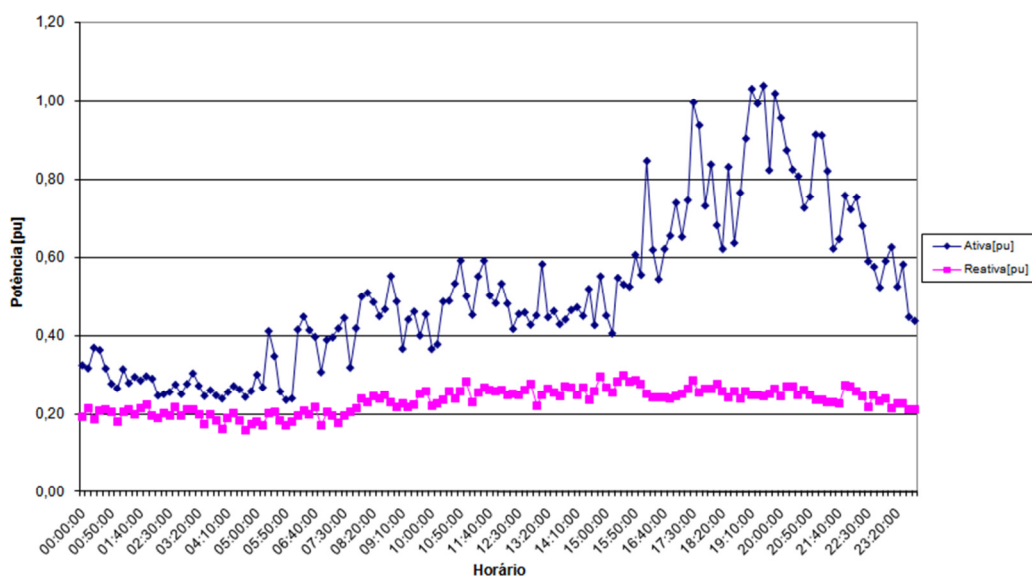


Figura B.5 – Curva de Dias Úteis – Residencial Média Renda

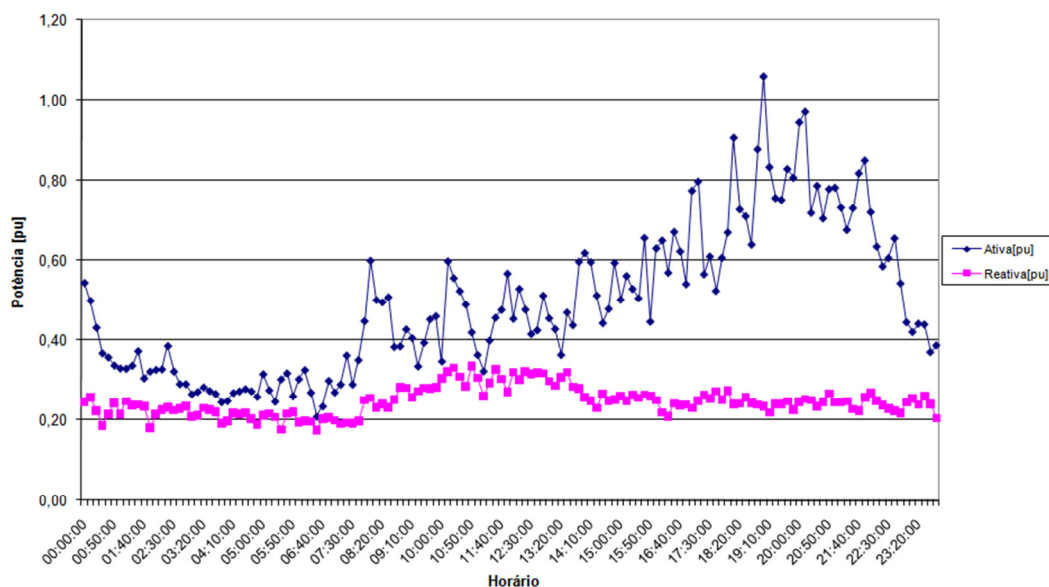


Figura B.6— Curva de Dias Úteis – Residencial Média Renda

Nas Figuras B.4 a B.6 observa-se um comportamento um pouco diferenciado dos consumidores do tipo residencial baixa renda, uma vez que há um pequeno aumento da carga reativa ao longo do dia, devido a maior diversidade de cargas eletrônicas neste tipo de instalação.

Há também um aumento da carga ativa, no período diurno que reflete o uso de equipamentos elétricos ao longo do dia, o que pode estar relacionado ao uso de equipamentos eletrodomésticos durante o dia. Na tabela B.3 são mostrados os dados de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos para consumidores residenciais de alta renda.

B.3 - RESIDENCIAL ALTA RENDA

TABELA B.3 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
00:00:00	0,794	0,304	0,664	0,251	0,636	0,232
00:10:00	0,782	0,276	0,688	0,260	0,642	0,255
00:20:00	0,717	0,265	0,685	0,264	0,634	0,253
00:30:00	0,751	0,307	0,635	0,250	0,628	0,216
00:40:00	0,711	0,272	0,633	0,243	0,648	0,256
00:50:00	0,716	0,277	0,633	0,251	0,673	0,285
01:00:00	0,675	0,293	0,611	0,255	0,653	0,272
01:10:00	0,660	0,292	0,655	0,260	0,636	0,273
01:20:00	0,613	0,274	0,621	0,237	0,590	0,249
01:30:00	0,611	0,259	0,664	0,240	0,606	0,253
01:40:00	0,614	0,286	0,613	0,241	0,577	0,254
01:50:00	0,624	0,267	0,630	0,272	0,564	0,234
02:00:00	0,612	0,263	0,645	0,300	0,559	0,260
02:10:00	0,595	0,234	0,603	0,257	0,562	0,254
02:20:00	0,620	0,252	0,611	0,253	0,554	0,260
02:30:00	0,575	0,250	0,563	0,235	0,549	0,252
02:40:00	0,526	0,271	0,564	0,262	0,549	0,249
02:50:00	0,508	0,261	0,600	0,278	0,581	0,274
03:00:00	0,502	0,242	0,549	0,262	0,601	0,277
03:10:00	0,501	0,241	0,524	0,247	0,546	0,252
03:20:00	0,511	0,266	0,581	0,278	0,545	0,240
03:30:00	0,561	0,267	0,538	0,251	0,609	0,256
03:40:00	0,496	0,234	0,515	0,252	0,592	0,234
03:50:00	0,530	0,246	0,525	0,258	0,596	0,226
04:00:00	0,519	0,271	0,542	0,249	0,607	0,230
04:10:00	0,516	0,266	0,567	0,257	0,573	0,228
04:20:00	0,502	0,243	0,529	0,213	0,588	0,232
04:30:00	0,507	0,231	0,518	0,212	0,612	0,264
04:40:00	0,539	0,239	0,518	0,250	0,597	0,238
04:50:00	0,518	0,249	0,520	0,273	0,569	0,263
05:00:00	0,529	0,272	0,506	0,252	0,497	0,246
05:10:00	0,509	0,264	0,497	0,252	0,487	0,247
05:20:00	0,480	0,249	0,479	0,243	0,484	0,263
05:30:00	0,503	0,253	0,471	0,230	0,451	0,228
05:40:00	0,449	0,266	0,461	0,264	0,375	0,253
05:50:00	0,451	0,252	0,428	0,280	0,348	0,255
06:00:00	0,396	0,242	0,414	0,280	0,348	0,246
06:10:00	0,374	0,263	0,332	0,256	0,365	0,249
06:20:00	0,394	0,268	0,333	0,207	0,334	0,247
06:30:00	0,352	0,199	0,370	0,257	0,354	0,260
06:40:00	0,393	0,212	0,361	0,271	0,351	0,256
06:50:00	0,380	0,248	0,391	0,256	0,373	0,248
07:00:00	0,299	0,234	0,396	0,242	0,339	0,249
07:10:00	0,331	0,234	0,367	0,218	0,333	0,239

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
07:20:00	0,344	0,222	0,348	0,229	0,338	0,230
07:30:00	0,348	0,232	0,366	0,244	0,322	0,222
07:40:00	0,431	0,278	0,405	0,274	0,294	0,243
07:50:00	0,420	0,247	0,400	0,274	0,289	0,241
08:00:00	0,451	0,264	0,374	0,245	0,317	0,235
08:10:00	0,437	0,261	0,392	0,260	0,333	0,233
08:20:00	0,451	0,257	0,424	0,282	0,333	0,266
08:30:00	0,433	0,296	0,424	0,286	0,353	0,291
08:40:00	0,434	0,310	0,384	0,283	0,316	0,262
08:50:00	0,493	0,302	0,390	0,284	0,354	0,304
09:00:00	0,436	0,290	0,423	0,321	0,335	0,275
09:10:00	0,415	0,267	0,424	0,294	0,365	0,264
09:20:00	0,422	0,271	0,453	0,306	0,372	0,252
09:30:00	0,455	0,330	0,451	0,282	0,368	0,269
09:40:00	0,476	0,308	0,481	0,278	0,374	0,251
09:50:00	0,453	0,299	0,485	0,302	0,379	0,274
10:00:00	0,538	0,379	0,505	0,324	0,400	0,310
10:10:00	0,586	0,353	0,491	0,336	0,423	0,300
10:20:00	0,537	0,358	0,489	0,335	0,471	0,357
10:30:00	0,490	0,336	0,517	0,340	0,394	0,305
10:40:00	0,510	0,327	0,594	0,364	0,371	0,320
10:50:00	0,546	0,362	0,537	0,363	0,376	0,306
11:00:00	0,562	0,433	0,469	0,340	0,375	0,296
11:10:00	0,563	0,402	0,451	0,354	0,385	0,324
11:20:00	0,566	0,439	0,512	0,378	0,366	0,295
11:30:00	0,658	0,432	0,577	0,382	0,408	0,309
11:40:00	0,632	0,426	0,518	0,385	0,419	0,340
11:50:00	0,578	0,426	0,575	0,396	0,393	0,312
12:00:00	0,583	0,395	0,495	0,374	0,373	0,306
12:10:00	0,607	0,439	0,464	0,350	0,360	0,295
12:20:00	0,608	0,451	0,397	0,332	0,420	0,285
12:30:00	0,567	0,399	0,413	0,330	0,432	0,281
12:40:00	0,530	0,371	0,418	0,313	0,472	0,261
12:50:00	0,563	0,360	0,365	0,311	0,366	0,263
13:00:00	0,489	0,339	0,326	0,273	0,345	0,280
13:10:00	0,510	0,377	0,422	0,308	0,334	0,262
13:20:00	0,535	0,378	0,390	0,319	0,357	0,299
13:30:00	0,571	0,380	0,380	0,317	0,314	0,281
13:40:00	0,570	0,389	0,437	0,326	0,337	0,298
13:50:00	0,537	0,362	0,447	0,337	0,365	0,315
14:00:00	0,531	0,374	0,415	0,319	0,341	0,276
14:10:00	0,546	0,354	0,448	0,345	0,296	0,273
14:20:00	0,499	0,333	0,458	0,341	0,302	0,274
14:30:00	0,466	0,333	0,443	0,301	0,311	0,287
14:40:00	0,497	0,374	0,478	0,339	0,339	0,269
14:50:00	0,538	0,383	0,535	0,325	0,347	0,313
15:00:00	0,510	0,349	0,493	0,324	0,351	0,330
15:10:00	0,457	0,312	0,570	0,350	0,352	0,298

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
15:20:00	0,461	0,317	0,577	0,362	0,466	0,308
15:30:00	0,509	0,344	0,500	0,333	0,480	0,320
15:40:00	0,516	0,314	0,584	0,339	0,518	0,312
15:50:00	0,464	0,291	0,553	0,315	0,606	0,328
16:00:00	0,468	0,322	0,462	0,318	0,548	0,303
16:10:00	0,458	0,333	0,460	0,331	0,573	0,317
16:20:00	0,428	0,309	0,458	0,312	0,566	0,319
16:30:00	0,423	0,300	0,498	0,318	0,578	0,313
16:40:00	0,418	0,314	0,470	0,322	0,594	0,353
16:50:00	0,439	0,328	0,483	0,332	0,599	0,331
17:00:00	0,440	0,344	0,412	0,318	0,651	0,315
17:10:00	0,365	0,317	0,427	0,293	0,694	0,310
17:20:00	0,437	0,329	0,544	0,283	0,805	0,348
17:30:00	0,493	0,320	0,608	0,323	0,702	0,347
17:40:00	0,553	0,310	0,582	0,332	0,816	0,356
17:50:00	0,449	0,272	0,657	0,310	0,869	0,337
18:00:00	0,533	0,294	0,626	0,303	0,745	0,307
18:10:00	0,554	0,314	0,642	0,260	0,734	0,318
18:20:00	0,726	0,328	0,726	0,308	0,859	0,341
18:30:00	0,736	0,299	0,773	0,323	0,953	0,294
18:40:00	0,886	0,305	0,771	0,294	0,945	0,307
18:50:00	0,908	0,314	0,811	0,265	0,988	0,295
19:00:00	0,904	0,336	0,749	0,237	1,138	0,335
19:10:00	0,767	0,334	0,752	0,263	0,975	0,309
19:20:00	0,853	0,307	0,801	0,303	0,960	0,315
19:30:00	0,838	0,324	0,789	0,307	0,972	0,317
19:40:00	0,828	0,324	0,728	0,306	1,028	0,313
19:50:00	0,744	0,318	0,813	0,297	1,098	0,333
20:00:00	0,802	0,328	0,987	0,281	1,135	0,361
20:10:00	0,834	0,328	0,849	0,289	1,150	0,351
20:20:00	0,950	0,324	0,871	0,316	1,133	0,356
20:30:00	1,036	0,324	0,783	0,315	0,996	0,316
20:40:00	0,853	0,306	0,836	0,294	1,062	0,312
20:50:00	0,899	0,288	0,761	0,253	1,075	0,319
21:00:00	0,930	0,280	0,737	0,228	0,910	0,303
21:10:00	0,859	0,271	0,854	0,274	0,858	0,298
21:20:00	0,778	0,270	0,813	0,273	0,831	0,283
21:30:00	0,767	0,302	0,813	0,263	0,892	0,266
21:40:00	0,744	0,297	0,817	0,235	0,920	0,256
21:50:00	0,750	0,311	0,828	0,225	0,893	0,281
22:00:00	0,773	0,273	0,806	0,236	0,800	0,277
22:10:00	0,839	0,267	0,816	0,253	0,788	0,262
22:20:00	0,821	0,295	0,826	0,236	0,760	0,283
22:30:00	0,815	0,275	0,775	0,227	0,758	0,306
22:40:00	0,784	0,277	0,812	0,205	0,727	0,305
22:50:00	0,760	0,292	0,779	0,205	0,723	0,302
23:00:00	0,726	0,276	0,780	0,244	0,664	0,284
23:10:00	0,760	0,287	0,730	0,239	0,709	0,302

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos e Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
23:20:00	0,750	0,293	0,750	0,257	0,682	0,297
23:30:00	0,763	0,295	0,724	0,273	0,673	0,294
23:40:00	0,746	0,274	0,721	0,262	0,684	0,297
23:50:00	0,724	0,301	0,673	0,233	0,678	0,274

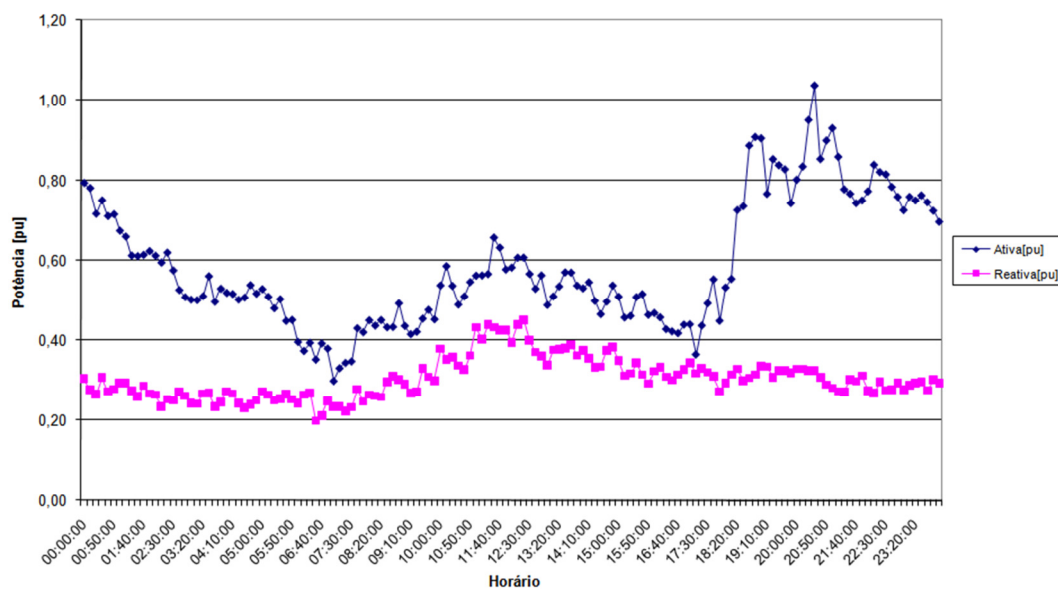


Figura B.7 – Curva de Dias Úteis – Residencial Média Renda

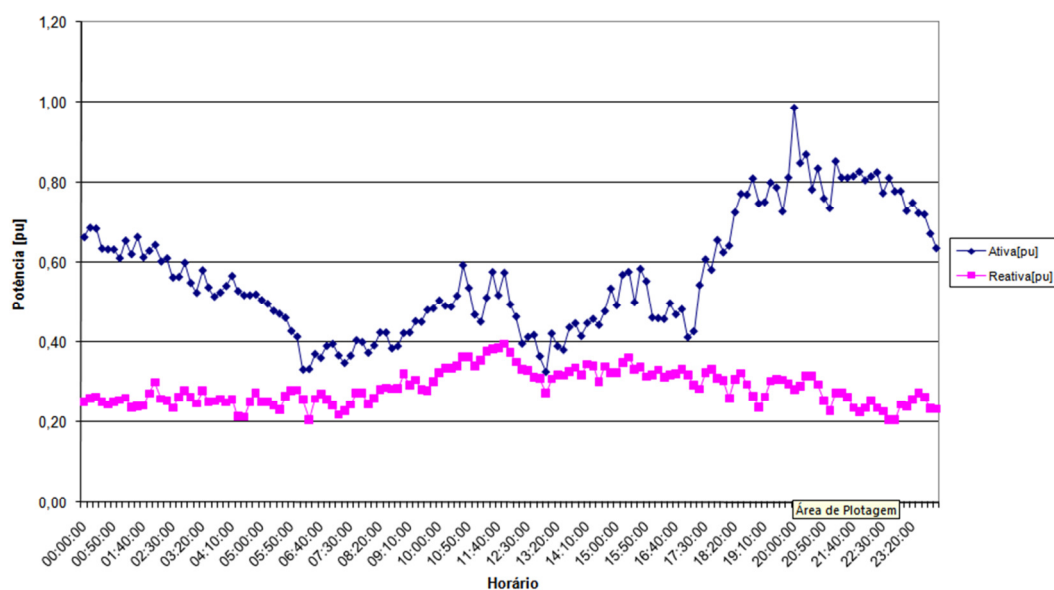


Figura B.8 – Curva de Dias Úteis – Residencial Média Renda

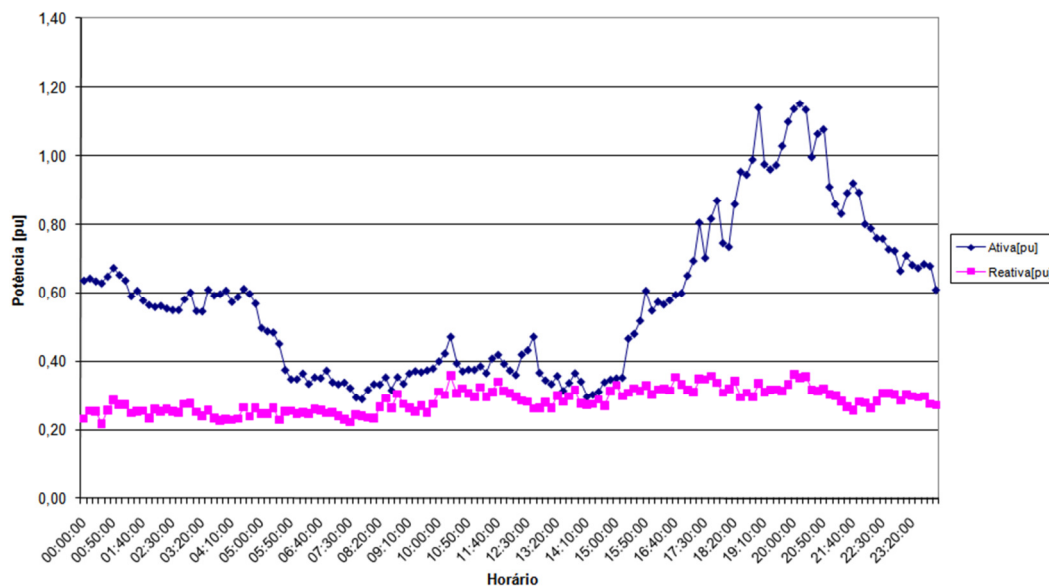


FIGURA B.9 – CURVA DE DIAS ÚTEIS – RESIDENCIAL MÉDIA RENDA

Já nas Figuras B.7 a B.9 verifica-se um comportamento semelhante ao do consumidor tipo residencial média renda, destacando-se o nível de carga aumentado na madrugada, provavelmente relacionado ao uso de equipamentos condicionadores de ar, bem como o aumento nos níveis de carga ativa e reativa no período diurno são mais pronunciados, fato relacionado ao grande número de equipamentos eletroeletrônicos encontrados nessas instalações. Na Tabela B.4 são mostrados os dados de monitorações realizadas em circuitos de distribuição típicos para consumidores comerciais.

B.5 – COMERCIAL

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
00:00:00	0,279	0,222	0,302	0,254	0,293	0,251
00:10:00	0,267	0,208	0,292	0,250	0,292	0,240
00:20:00	0,274	0,218	0,285	0,248	0,315	0,272
00:30:00	0,278	0,214	0,292	0,257	0,272	0,236
00:40:00	0,292	0,228	0,301	0,271	0,271	0,236
00:50:00	0,269	0,208	0,305	0,241	0,275	0,227
01:00:00	0,275	0,220	0,281	0,244	0,257	0,216
01:10:00	0,265	0,208	0,287	0,250	0,256	0,225
01:20:00	0,270	0,214	0,283	0,241	0,258	0,227
01:30:00	0,257	0,205	0,310	0,277	0,276	0,245
01:40:00	0,275	0,236	0,287	0,253	0,297	0,271
01:50:00	0,270	0,224	0,348	0,254	0,269	0,232
02:00:00	0,278	0,235	0,312	0,256	0,274	0,247
02:10:00	0,260	0,212	0,292	0,270	0,272	0,248
02:20:00	0,299	0,247	0,411	0,350	0,350	0,291
02:30:00	0,442	0,318	0,431	0,360	0,491	0,397
02:40:00	0,478	0,352	0,430	0,365	0,592	0,381
02:50:00	0,478	0,360	0,410	0,347	0,612	0,376
03:00:00	0,463	0,347	0,425	0,353	0,597	0,379
03:10:00	0,473	0,361	0,443	0,372	0,583	0,365
03:20:00	0,504	0,337	0,548	0,355	0,597	0,377
03:30:00	0,608	0,298	0,786	0,377	0,649	0,346
03:40:00	0,679	0,302	0,783	0,348	0,654	0,358
03:50:00	0,685	0,292	0,774	0,362	0,654	0,372
04:00:00	0,688	0,313	0,731	0,359	0,643	0,355
04:10:00	0,745	0,362	0,699	0,375	0,667	0,385
04:20:00	0,736	0,332	0,784	0,377	0,665	0,356
04:30:00	0,802	0,338	0,738	0,383	0,717	0,366
04:40:00	0,706	0,316	0,730	0,394	0,725	0,361
04:50:00	0,730	0,328	0,696	0,356	0,716	0,355
05:00:00	0,716	0,303	0,674	0,352	0,653	0,349
05:10:00	0,788	0,303	0,719	0,377	0,619	0,351
05:20:00	0,760	0,334	0,665	0,367	0,639	0,354
05:30:00	0,822	0,356	0,712	0,400	0,651	0,357
05:40:00	0,766	0,371	0,696	0,364	0,633	0,367
05:50:00	0,764	0,367	0,703	0,374	0,616	0,371
06:00:00	0,759	0,378	0,673	0,355	0,639	0,386
06:10:00	0,806	0,368	0,708	0,399	0,633	0,416
06:20:00	0,843	0,387	0,698	0,444	0,647	0,400
06:30:00	0,819	0,383	0,724	0,407	0,613	0,403
06:40:00	0,801	0,392	0,797	0,383	0,663	0,415
06:50:00	0,753	0,398	0,774	0,382	0,636	0,397
07:00:00	0,806	0,394	0,838	0,412	0,688	0,393
07:10:00	0,912	0,396	0,823	0,407	0,745	0,393
07:20:00	0,888	0,415	0,881	0,389	0,687	0,393

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
07:30:00	1,031	0,391	0,943	0,418	0,756	0,400
07:40:00	0,976	0,403	0,959	0,395	0,668	0,405
07:50:00	1,063	0,438	0,907	0,413	0,659	0,404
08:00:00	1,106	0,478	0,959	0,436	0,666	0,397
08:10:00	1,081	0,480	1,089	0,476	0,705	0,405
08:20:00	1,109	0,471	1,064	0,450	0,732	0,420
08:30:00	1,128	0,454	1,036	0,464	0,721	0,423
08:40:00	1,017	0,445	1,017	0,458	0,763	0,437
08:50:00	1,062	0,443	1,041	0,453	0,773	0,397
09:00:00	1,068	0,447	1,148	0,554	0,793	0,418
09:10:00	1,150	0,476	1,222	0,554	0,731	0,418
09:20:00	1,144	0,440	1,167	0,561	0,717	0,410
09:30:00	1,197	0,482	1,262	0,544	0,803	0,412
09:40:00	1,223	0,475	1,257	0,505	0,789	0,407
09:50:00	1,169	0,468	1,214	0,509	0,837	0,429
10:00:00	1,215	0,495	1,188	0,538	0,874	0,444
10:10:00	1,267	0,488	1,174	0,552	0,786	0,439
10:20:00	1,255	0,491	1,105	0,557	0,780	0,430
10:30:00	1,274	0,487	1,211	0,559	0,749	0,435
10:40:00	1,250	0,510	1,238	0,555	0,768	0,446
10:50:00	1,205	0,503	1,282	0,549	0,781	0,430
11:00:00	1,175	0,480	1,273	0,556	0,795	0,448
11:10:00	1,108	0,480	1,213	0,551	0,823	0,456
11:20:00	1,056	0,479	1,214	0,551	0,811	0,445
11:30:00	1,066	0,479	1,186	0,521	0,785	0,457
11:40:00	1,128	0,525	1,121	0,533	0,774	0,450
11:50:00	1,146	0,494	1,143	0,538	0,755	0,424
12:00:00	1,133	0,479	1,166	0,549	0,772	0,413
12:10:00	1,150	0,520	1,193	0,601	0,753	0,418
12:20:00	1,076	0,490	1,232	0,630	0,668	0,408
12:30:00	1,129	0,492	1,208	0,626	0,752	0,446
12:40:00	1,149	0,502	1,203	0,638	0,831	0,466
12:50:00	1,137	0,484	1,225	0,622	0,840	0,461
13:00:00	1,097	0,512	1,236	0,618	0,834	0,460
13:10:00	1,150	0,498	1,276	0,618	0,838	0,450
13:20:00	1,184	0,509	1,298	0,631	0,758	0,442
13:30:00	1,199	0,509	1,294	0,625	0,737	0,472
13:40:00	1,179	0,520	1,214	0,631	0,754	0,489
13:50:00	1,173	0,517	1,297	0,616	0,774	0,431
14:00:00	1,161	0,533	1,245	0,591	0,769	0,453
14:10:00	1,221	0,566	1,234	0,638	0,765	0,469
14:20:00	1,246	0,563	1,234	0,620	0,769	0,455
14:30:00	1,251	0,573	1,209	0,636	0,767	0,463
14:40:00	1,207	0,532	1,221	0,606	0,759	0,455
14:50:00	1,205	0,528	1,187	0,594	0,768	0,470
15:00:00	1,250	0,572	1,140	0,604	0,808	0,473
15:10:00	1,239	0,578	1,154	0,609	0,759	0,473
15:20:00	1,253	0,584	1,195	0,625	0,835	0,470

<i>Horário</i>	<i>Dias Úteis</i>		<i>Sábados</i>		<i>Domingos e Feriados</i>	
	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>	<i>Ativa [pu]</i>	<i>Reativa [pu]</i>
15:30:00	1,260	0,606	1,238	0,644	0,787	0,460
15:40:00	1,279	0,604	1,227	0,664	0,841	0,456
15:50:00	1,327	0,619	1,185	0,673	0,998	0,489
16:00:00	1,246	0,587	1,167	0,633	0,804	0,460
16:10:00	1,303	0,620	1,266	0,529	0,815	0,452
16:20:00	1,235	0,605	1,201	0,515	0,832	0,466
16:30:00	1,228	0,555	1,174	0,505	0,767	0,458
16:40:00	1,213	0,553	1,203	0,517	0,861	0,451
16:50:00	1,180	0,560	1,133	0,528	0,824	0,471
17:00:00	1,034	0,505	1,122	0,477	0,803	0,467
17:10:00	1,076	0,466	1,152	0,487	0,843	0,449
17:20:00	1,110	0,486	1,068	0,505	0,855	0,467
17:30:00	0,972	0,470	1,005	0,437	0,796	0,474
17:40:00	0,967	0,498	1,044	0,453	0,771	0,463
17:50:00	0,978	0,488	0,964	0,458	0,740	0,444
18:00:00	0,940	0,479	0,954	0,453	0,765	0,468
18:10:00	0,933	0,484	0,935	0,419	0,789	0,447
18:20:00	0,892	0,458	0,922	0,449	0,769	0,446
18:30:00	0,867	0,424	0,866	0,416	0,813	0,442
18:40:00	0,973	0,463	0,858	0,417	0,839	0,444
18:50:00	0,934	0,416	0,843	0,411	0,825	0,459
19:00:00	0,955	0,439	0,870	0,416	0,845	0,461
19:10:00	0,969	0,414	0,817	0,418	0,794	0,448
19:20:00	0,985	0,398	0,796	0,386	0,770	0,422
19:30:00	0,911	0,409	0,804	0,374	0,821	0,442
19:40:00	0,942	0,404	0,849	0,383	0,852	0,420
19:50:00	0,838	0,406	0,756	0,377	0,855	0,420
20:00:00	0,809	0,407	0,725	0,350	0,897	0,415
20:10:00	0,839	0,412	0,766	0,402	0,884	0,426
20:20:00	0,813	0,403	0,772	0,420	0,851	0,432
20:30:00	0,883	0,427	0,830	0,409	0,831	0,417
20:40:00	0,913	0,413	0,755	0,394	0,800	0,407
20:50:00	0,776	0,395	0,833	0,429	0,794	0,418
21:00:00	0,750	0,408	0,800	0,393	0,809	0,429
21:10:00	0,781	0,415	0,818	0,410	0,745	0,406
21:20:00	0,890	0,387	0,754	0,386	0,821	0,433
21:30:00	0,784	0,415	0,749	0,414	0,792	0,420
21:40:00	0,762	0,421	0,763	0,399	0,799	0,427
21:50:00	0,681	0,384	0,755	0,375	0,774	0,400
22:00:00	0,570	0,279	0,650	0,315	0,490	0,302
22:10:00	0,389	0,241	0,329	0,262	0,369	0,282
22:20:00	0,368	0,234	0,370	0,285	0,362	0,269
22:30:00	0,395	0,256	0,346	0,280	0,371	0,271
22:40:00	0,384	0,244	0,317	0,260	0,370	0,275
22:50:00	0,383	0,257	0,376	0,259	0,355	0,260
23:00:00	0,341	0,266	0,354	0,245	0,338	0,259
23:10:00	0,310	0,250	0,279	0,229	0,340	0,270
23:20:00	0,274	0,217	0,302	0,254	0,337	0,266

Horário	Dias Úteis		Sábados		Domingos e Feriados	
	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]	Ativa [pu]	Reativa [pu]
23:30:00	0,287	0,235	0,284	0,232	0,357	0,287
23:40:00	0,297	0,248	0,300	0,247	0,338	0,273
23:50:00	0,319	0,270	0,286	0,242	0,320	0,249

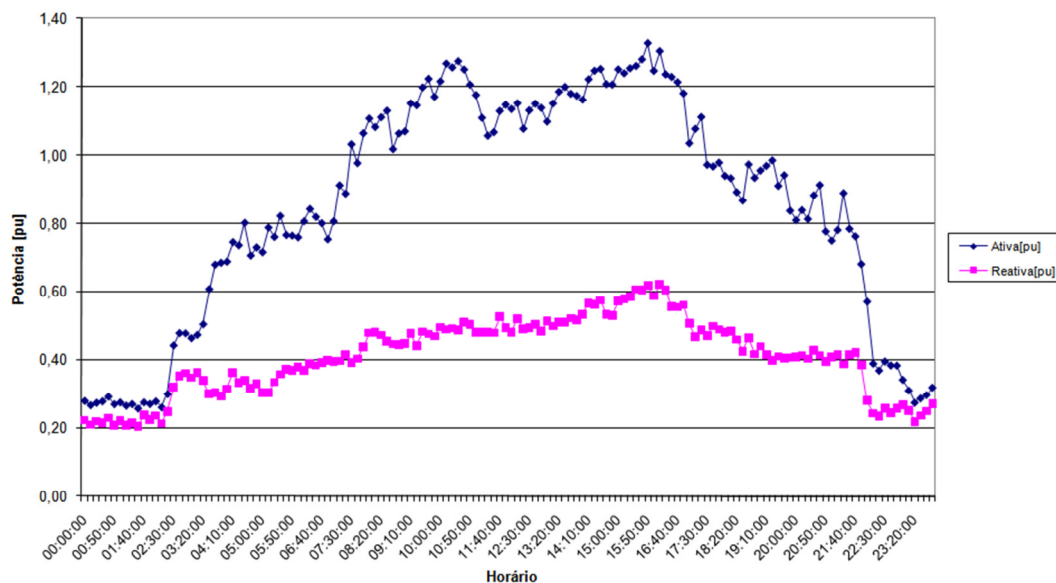


FIGURA B.10 – CURVA DE DIAS ÚTEIS – RESIDENCIAL MÉDIA RENDA

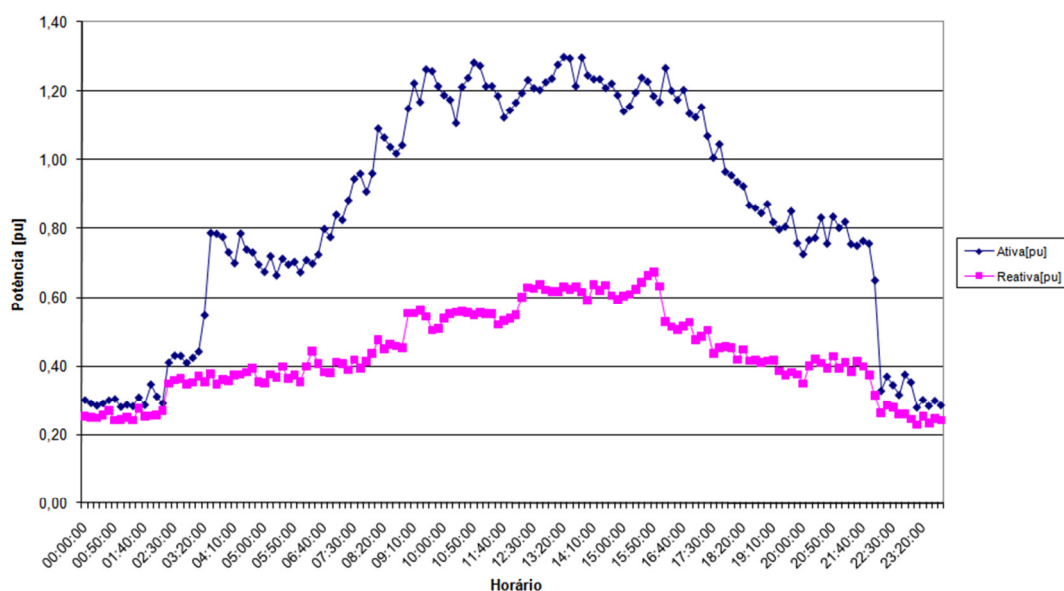


FIGURA B.11 – CURVA DE DIAS ÚTEIS – RESIDENCIAL MÉDIA RENDA

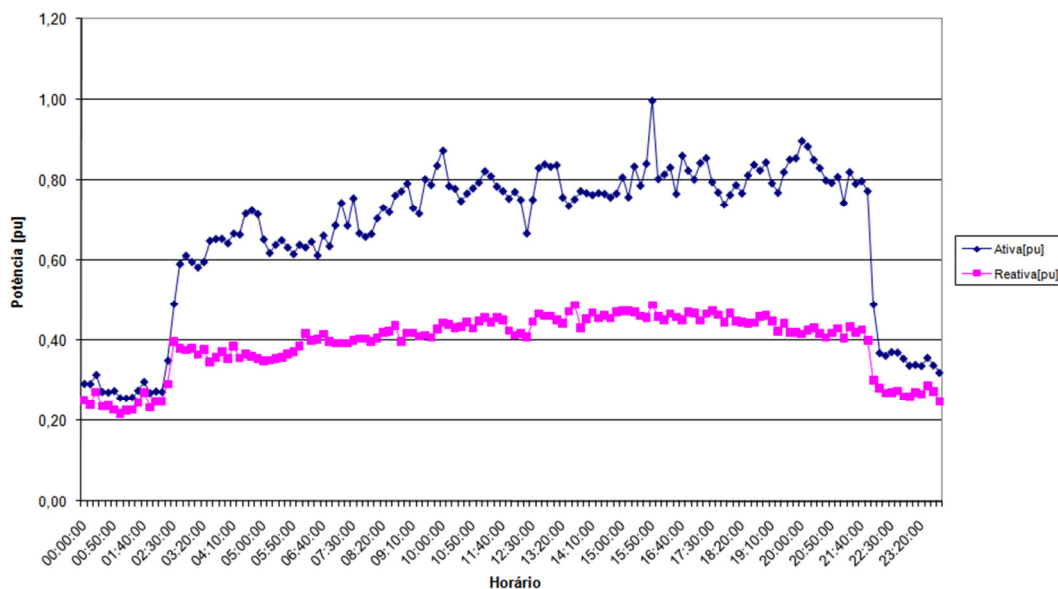


FIGURA B.12 – CURVA DE DIAS ÚTEIS – RESIDENCIAL MÉDIA RENDA

Já as Figuras B.10 a B.12 apresentam o comportamento da curva de carga de consumidores do tipo comercial, nos quais observa-se o aumento das cargas ativas e reativas no final da madrugada até próximo das 22 horas, refletindo o período de trabalho de padarias, bares, pequenas lojas, entre outros tipos de comércio presentes em redes secundárias convencionais.

ANEXO C – SISTEMA DE 70 BARRAS (BARAN E WU, 1989)

TABELA C.1 – DADOS DAS CARGAS PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

Barra	P [kW]	Q [kvar]	Barra	P [kW]	Q [kvar]
1	0	0	36	6	4
2	0	0	37	26	18,55
3	0	0	38	26	18,55
4	0	0	39	0	0
5	0	0	40	24	17
6	0	0	41	24	17
7	2,6	2,2	42	1,2	1
8	40,4	30	43	0	0
9	75	54	44	6	4,3
10	30	22	45	0	0
11	28	19	46	39,22	26,3
12	145	104	47	39,22	26,3
13	145	104	48	0	0
14	8	5,5	49	79	56,4
15	8	5,5	50	384,7	274,5
16	0	0	51	384,7	274,5
17	45,5	30	52	40,5	28,3
18	60	35	53	3,6	7,2
19	60	35	54	4,35	3,5
20	0	0	55	26,4	19
21	1	0,6	56	24	17,2
22	114	81	57	0	0
23	5,3	3,5	58	0	0
24	0	0	59	0	0
25	28	20	60	100	72
26	0	0	61	0	0
27	14	10	62	1244	888
28	14	10	63	32	23
29	26	18,6	64	0	0
30	26	18,6	65	227	162
31	0	0	66	59	42
32	0	0	67	18	13
33	0	0	68	18	13
34	14	10	69	28	20
35	19,5	14	70	28	20

TABELA 7.3 – DADOS DAS LINHAS PARA O SISTEMA DE 70 BARRAS

De	Para	R [Ω]	X [Ω]	De	Para	R [Ω]	X [Ω]
1	2	0,0005	0,0012	4	37	0,0044	0,0108
2	3	0,0005	0,0012	37	38	0,0640	0,1565
3	4	1e ⁻¹⁰	1e ⁻¹⁰	38	39	0,1053	0,1230
4	5	0,0015	0,0036	39	40	0,0304	0,0355
5	6	0,0251	0,0294	40	41	0,0018	0,0021
6	7	0,3660	0,1864	41	42	0,7283	0,8509
7	8	0,3811	0,1941	42	43	0,3100	0,3623
8	9	0,0922	0,0470	43	44	0,0410	0,0478
9	10	0,0493	0,0251	44	45	0,0092	0,0116
10	11	0,8190	0,2707	45	46	0,1089	0,1373
11	12	0,1872	0,0619	46	47	0,0009	0,0012
12	13	0,7114	0,2351	5	48	0,0034	0,0084
13	14	1,0300	0,3400	48	49	0,0851	0,2083
14	15	1,0440	0,3450	49	50	0,2898	0,7091
15	16	1,0580	0,3496	50	51	0,0822	0,2011
16	17	0,1966	0,0650	9	52	0,0928	0,0473
17	18	0,3744	0,1238	52	53	0,3319	0,1114
18	19	0,0047	0,0016	10	54	0,1740	0,0886
19	20	0,3276	0,1083	54	55	0,2030	0,1034
20	21	0,2106	0,0696	55	56	0,2842	0,1447
21	22	0,3416	0,1129	56	57	0,2813	0,1433
22	23	0,0140	0,0046	57	58	1,5900	0,5337
23	24	0,1591	0,0526	58	59	0,7837	0,2630
24	25	0,3463	0,1145	59	60	0,3042	0,1006
25	26	0,7488	0,2475	60	61	0,3861	0,1172
26	27	0,3089	0,1021	61	62	0,5075	0,2585
27	28	0,1732	0,0572	62	63	0,0974	0,0496
3	29	0,0044	0,0108	63	64	0,1450	0,0738
29	30	0,0640	0,1565	64	65	0,7105	0,3619
30	31	0,3978	0,1315	65	66	1,0410	0,5302
31	32	0,0702	0,0232	12	67	0,2012	0,0611
32	33	0,3510	0,1160	67	68	0,0047	0,0014
33	34	0,8390	0,2816	13	69	0,7394	0,2444
34	35	1,7080	0,5646	69	70	0,0047	0,0016
35	36	1,4740	0,4873				